



REPUBLIKA E SHQIPËRISË
UNIVERSITETI POLITEKNIK I TIRANËS
FAKULTETI I INXHINIERISË MATEMATIKE & INXHINIERISË FIZIKE

DISERTACION

PËR MBROJTJEN E GRADËS SHKENCORE

“DOKTOR”

**STUDIMI I POTENCIALIT ENERGJETIK, ANALIZA E
KARAKTERISTIKAVE DHE VLERËSIMI FISIBILITETIT TË
PRODHIMIT TË ENERGJISË ELEKTRIKE ME ANË TË
ERËS NË RAJONIN E KARABURUNIT**

Disertanti:

MSc. Eduart SERDARI

Udhëheqës shkencor:

Prof. Dr. Pëllumb BERBERI

Tiranë, 2017



REPUBLIKA E SHQIPËRISË
UNIVERSITETI POLITEKNIK I TIRANËS
FAKULTETI I INXHINIERISË MATEMATIKE & INXHINIERISË FIZIKE

DISERTACION

i

paraqitur nga

MSc. Eduart SERDARI

Për mbrojtjen e gradës shkencore

“Doktor”

**STUDIMI I POTENCIALIT ENERGJETIK, ANALIZA E
KARAKTERISTIKAVE DHE VLERËSIMI FISIBILITETIT TË
PRODHIMIT TË ENERGJISË ELEKTRIKE ME ANË TË ERËS NË
RAJONIN E KARABURUNIT**

Mbrohet më datë 18.09.2017 para jurisë:

1. Prof. Dr. Spiro THODHORJANI	Kryetar
2. Prof. Dr. Nako HOBDARI	Anëtar, oponent
3. Prof. Asoc. Valbona MUDA	Anëtar, oponent
4. Prof. Dr. Lulzime ALIKO	Anëtar
5. Prof. Dr. Bilal SHKURTAJ	Anëtar

Tiranë, 2017

Dedikuar
Prindërve të mi

FALËNDERIME

Së pari falënderoj udhëheqësin tim në këtë punim Prof. Dr. Pëllumb BERBERI. I jam mirënjohës për këshillat, sugjerimet e vazhdueshme, mbështetjen morale dhe sigurinë që ka transmetuar tek unë për realizimin e këtij punimi.

Falënderoj profesorët e FIM&IF- UPT që besuan tek unë.

Falënderoj gjithashtu kolegët e grupit të Energjive të Rripërtëritshme pranë FIM&IF, UPT për bashkëpunimin dhe grupin e Inxhinierisë Elektrike në Universitetin “Ismail Qemali” të Vlorës për ndihmën e tyre sipas mundësive.

Së fundi, por jo për nga rëndësia, falënderoj familjen time; babain, nënën, motrën dhe djalin e saj Emir. Ata kanë qenë mbështetja dhe motivimi im gjatë gjithë këtij rrugëtimi.

PËRMBAJTJA

PËRMBAJTJA.....	i
ABSTRAKT	v
ABSTRACT.....	vii
MOTIVIMI	ix
QËLLIMI I STUDIMIT	ix
LISTA E FIGURAVE	xii
LISTA E TABELAVE	xiv
LISTA E SHKURTIMEVE	xvi
KONFERENCA DHE BOTIME	xviii
 VLERËSIMI I BURIMIT TË ERËS.....	 1
1.1. Hyrje	1
1.2. Rëndësia e vlerësimit të saktë të burimeve të erës.....	2
1.3. Sfidat e vlerësimit të burimeve të erës	5
1.4. Analiza e karakteristikave të profilit të erës	6
1.4.1. Metodot e drejtpërdrejta	6
1.4.2. Metodot statistikore.....	7
1.4.3. Trëndafili i erës.....	7
1.5. Burimet rajonale të erës dhe analiza energjetike	7
1.6. Ndikimi i vlerësimit të potencialit energjetik të erës në fisibilitetin e shfrytëzimitë saj.....	9
1.7. Përfundime	9
 KARAKTERISTIKAT E PROFILIT TË ERËS.....	 10
2.1. Hyrje	10
2.2. Metodot e drejtpërdrejta të analizës dhe karakterizimit të burimit	11
2.2.1. Përdorimi i drejtpërdrejtë i të dhënave	11
2.2.2. Metoda e intervaleve	13
2.2.3. Kurbat e kohëzgjatjes së shpejtësisë dhe fuqisë.....	15
2.3. Metodot statistikore të analizës dhe karakterizimit të burimit.....	17
2.3.1. Funkzioni i densitetit probabilitar Weibull.....	17
2.3.2. Funkzioni i densitetit probabilitar Rayleigh.....	23
2.3.3. Vlerësimi i modelit të shpërndarjes Weibull dhe Rayleigh	24

2.3.4.	Prova e përshtatshmërisë/mirësia.....	25
2.4.	Ekstrapolimi vertikal i profilin të erës	26
2.5.	Drejtimi i erës	27
2.5.1.	Përdorimi i trëndafilin të erës	28
2.6.	Përfundime	29
VLERËSIMI I FAKTORIT TË KAPACITETIT DHE ZGJEDHJA E TURBINËS		30
3.1.	Hyrje	30
3.2.	Vlerësimi i fuqisë në dalje.....	31
3.3.	Modeli përgjithësues i faktorit të kapacitetit	34
3.4.	Vlerësimi i modelit përgjithësues	37
3.5.	Zgjedhja e turbinës dhe optimizimi i CF për rajonin e Karaburunit.....	38
3.5.1.	Ndikimi i karakteristikave të profilin të erës në vlerën e CF.....	40
3.5.2.	Optimizimi i shpejtësisë nominale të turbinës	44
3.6.	Përfundime	46
MODELI NË RETSCREEN.....		47
4.1.	Hyrje	47
4.2.	Parametrat fillestare për modelimin e një projekti energjitik.....	48
4.2.1.	Karakteristikat e vendit	48
4.2.2.	Karakteristikat e turbinave të erës	50
4.2.3.	Të dhënat e kurbës së fuqisë	50
4.2.4.	Karakteristikat e sistemit	52
4.3.	Prodhimi vjetor i energjisë	54
4.3.1.	Energjia e prodhuar bruto.....	54
4.3.2.	Energjia e ripërtëritshme e furnizuar (E_D)	56
4.3.3.	Prodhimi specifik (Y).....	58
4.3.4.	Faktori i kapacitetit të impiantit (PCF).....	59
4.4.	Përfundime	60
ANALIZA E KOSTOVE.....		61
5.1.	Hyrje	61
5.2.	Kostot fillestare.....	62
5.2.1.	Studimi i fisibilitetit	64

5.2.2.	Zhvillimi i impiantit	66
5.2.3.	Kostot inxhinierike.....	68
5.2.4.	Sistemi i fuqisë.....	70
5.2.5.	Balancimi i sistemit dhe kosto të tjera.....	72
5.3.	Operimi dhe mirëmbajtja	75
5.4.	Kursimet vjetore	77
5.5.	Kostot periodike	77
5.6.	Përfundime	77
ANALIZA MJEDISORE DHE FINANCIARE.....		78
6.1.	Hyrje	78
6.2.	Analiza e reduktimit të GHG.....	79
6.2.1.	Sistemi elektrik i rastit bazë.....	79
6.2.2.	GHG për sistemin e rastit bazë	81
6.2.3.	GHG për sistemin e rastit të propozuar	82
6.2.4.	Reduktimi i emetimit të GHG.....	82
6.3.	Analiza financiare.....	83
6.3.1.	Parametrat financiarë.....	83
6.3.2.	Të ardhurat vjetore	86
6.3.2.1.	Të ardhurat nga shitjet e energjisë.....	86
6.3.2.2.	Të ardhurat nga reduktimi i GHG	88
6.3.3.	Kostot, kursimet dhe të ardhurat	89
6.3.4.	Realizueshmëria dhe indikatorët financiarë.....	90
6.3.5.	Flukset vjetore të të ardhurave.....	95
6.3.5.1.	Flukset vjetore në para.....	95
6.3.5.2.	Diagramet e flukseve të të ardhurave	98
6.4.	Përfundime	102
ANALIZA E NDJESHMËRISË DHE PASIGURIVE.....		103
7.1.	Hyrje	103
7.2.	Analiza e ndjeshmërisë	104
7.3.	Analiza e pasigurive.....	108
7.3.1.	Impakti relativ i parametrave.....	109
7.3.2.	Shpërndarja e EPP dhe EPC	111

7.4. Përfundime	112
KONKLUSIONE DHE REKOMANDIME	113
SHTOJCA.....	116
LITERATURA.....	117

ABSTRAKT

Shqipëria ka potencial të lartë për prodhimin e energjisë elektrike duke shfrytëzuar energjinë e erës. Aktualisht konsumin e energjisë elektrike në vend e mbulojnë pjesërisht vetëm hidrocentralet ndërsa pjesa tjetër sigurohet nga importi. Përveç energjisë hidrike, në vend ekzistojnë burime të tjera të energjisë së ripërtëritshme në formën e energjisë gjeotermale, të biomasës, të diellit etj.

Energjia e erës përdoret në shumë vende si zgjidhje për prodhimin e energjisë elektrike kundrejt kërkesës gjithnjë e në rritje, sigurisë, pavarësisë energjetike dhe ndryshimeve klimaterike. Qëllimi kryesor i këtij punimi doktorature është studimi fisibilitetit të një parku energjetik të erës në rajonin e gadishullit të Karaburunit duke i paraprirë një investimi të rëndësishëm të parashikuar në këtë rajon. Studimi përfshin vlerësimin dhe analizën e karakteristikave të profilit të erës dhe potencialit energjetik të rajonit, vlerësimin dhe përshtatjen optimale të teknologjisë së impianteve të energjisë së erës me veçantit rajonale të parametrave të erës, analizën e kostove, analizën e zvogëlimit të gazeve serrë, analizën financiare, analizën e ndjeshmërisë dhe risqeve, si dhe një sërë parametra të tjerë teknik dhe ekonomik.

Ky studim është një përpjekje e parë për këtë rajon ku dalin në pah element të shumtë specifik me rëndësi jetike për realizimin e një projekti real investimi. Metodologjia e përdorur është bashkëkohore, parametrat e përfshirë janë tërësor dhe analizat e kryera janë rigorozë gjë që i bën rezultatet e arritura të besueshme dhe material referues për çdo investitor konkret në rajon. Nga ana tjetër metodologjia e përdorur mund të zbatohet me efikasitet në analizën dhe vlerësimin e potencialit dhe fisibilitetit të prodhimit të energjisë elektrike nga era në rajone të tjerë të veçantë.

Hapi i parë në studimin e fisibilitetit të një projekti të energjisë së erës është sigurimi i të dhënave, pra vlerësimi i burimit të energjisë. Vlerësimi i burimit të energjisë realizohet në katër mënyra: matje të drejtpërdrejta, përdorimi i atlaseve të erës, modeli kompjuterik dhe të dhënat teorike. Në këtë punim është shfrytëzuar “*Atlasi Ballkanik i Erës*”, i cili përmban matje me shpeshtësi çdo një orë për një periudhë 34 vjeçare (1981-2014). Në bazë të të dhënave është vlerësuar se shpejtësia mesatare vjetore e erës në gadishullin e Karaburunit luhet nga 5.58 deri në 7.02 m/s dhe shpejtësia mesatare për të gjithë periudhën e matjeve rezulton 6.33 m/s. Modelimi i profilit dhe vlerësimi i karakteristikave të erës është realizuar duke përdorur metodat statistikore Weibull dhe Rayleigh.

Hapi i dytë konsiston në zgjedhjen e turbinës së përshtatshme në vendin e propozuar. Përzgjedhja e turbinës së përshtatshme për kushtet e një rajoni të caktuar mbështetet në optimizimin e faktorit të kapacitetit. Për të optimizuar lidhjen turbinë-vend ekzistojnë metoda të ndryshme. Në këtë punim është përdorur një metodë e përgjithësuar e cila bën lidhjen midis karakteristikave të profilit të erës dhe parametrave teknik të turbinës. Midis dhjetë turbinave me fuqi nominale dhe parametra teknik të ndryshëm, të cilat janë më të përdorshme sot në industrinë energjetike janë zgjedhur tre prej tyre.

Hapi i tretë trajton analizën ekonomike dhe mjedisore. Kjo analizë është realizuar me ndihmën e softit aplikativ RETScreen Expert. Analiza ekonomike dhe mjedisore realizohet në pesë etapa pune: modelimi, analiza e kostos, analiza e emetimit të gazeve serë në atmosferë, analiza financiare, si dhe analiza e riskut dhe ndjeshmërisë. Fillimisht është pranuar ngritja e një impianti me fuqi të instaluar 12 MW sipas tre skenarëve, përkatësisht 6 turbina me fuqi nominale 2,000 kW, 16 turbina me fuqi nominale 750 kW dhe 20 turbina me fuqi 600 kW secila. Për të tre rastet është bërë analiza e fisibilitetit referuar indikatorëve financiarë të tillë si; norma e brendshme e kthimit (IRR), kthimi i thjeshtë (SPP), kthimi i kapitalit (EPP), vlera aktuale neto (NPV), kursimet e ciklit të jetës (ALCS), raporti kosto-përfitim (B-C), mbulimi i borxhit (DSC) dhe kosto e prodhimit të energjisë elektrike (EPC). Rasti më fisibël rezulton impianti me turbina 2,000 kW, periudha e kthimit të thjeshtë rezulton 5.9 vjet dhe kosto e prodhimit të energjisë elektrike rezulton 0.058 €/kWh. Për një jetëgjatësi të projektit të energjisë së erës deri në 25 vjet, sasia e CO₂ të reduktuar rezulton 642,328 ton.

Fjalë kyçe: *Karakteristikat e profilit të erës, faktori i kapacitetit, zgjedhja optimale, analiza teknike, analiza e kostos, analiza ekonomike, kosto e prodhimit, ndjeshmëria, risqet Karaburun.*

ABSTRACT

Albania possesses great potentials to generate electricity by exploiting the energy of wind. However, the country's electricity consumption is mainly provided by hydropower plants (HPP) and the rest from imports. On the other hand, except country's hydro energy resources, other renewable sources of energy are available in the form of geothermal, solar and biomass.

Many countries worldwide are using wind energy as a solution for generating electrical power in order to cope with the continuous increase of energy demands, to ensure energy independence, and to mitigate the climate changes. The main aim of this thesis is the study of the feasibility of a wind power farm (WPF) located in the region of Karaburun Peninsula, preceding a significant investment, which is planned to be implemented in this region. The study includes the assessment and analysis of wind profile characteristics and power potential of the region, the assessment and optimal selection of wind power plant technologies considering regional parameters of wind characteristics, cost analysis, greenhouse gasses reduction analysis, financial analysis, risk and sensitivity analysis, and several other technical and economical parameters.

This study is the first effort concerning this region, and several elements that are of vital importance for the realization of an investment have come out as its result. The methodology is contemporary, the parameters are comprehensive, and analyses are rigorous and accurate, which make the achieved results reliable and as a reference tool for potential investors in this region. On the other hand, the used methodology can be effectively applied in evaluating and analyzing the power potential and feasibility for electricity generation from the wind in other specific regions.

The first step for the feasibility (techno-economic) study of this project is the data acquisition, i.e. the assessments and evaluations of all types of the power resources. There are four different ways for the evaluation of the power source: direct measurements, use of wind-atlas, computer modeling and theoretical data. In this thesis, the Balkan Wind Atlas is used, where the measurements consist of one hour each for a period of 34-years (1981-2014). Based on these data, the estimation of the annual average wind-speed on the Karaburun Peninsula showed that vary between (5.58-7.02) m/s, and the average speed for the entire measurement's period is 6.33 m/s. The modeling of the profile and the evaluation of the wind's characteristics are carried out by using Weibull and Rayleigh statistical methods.

The second step is to select the appropriate wind-turbine for the proposed site. The selection of the most reliable wind turbine for the given conditions in a certain region are based on the optimization of the capacity factor. There are several methods to optimize the wind turbine-site matching. In this thesis, it is used a generalized method which considers the characteristics of the wind profile and technical parameters of the wind turbine. Among the ten wind turbines with various rated power and technical parameters, which are the most popular available today in the market, only three of them have been chosen.

The third step deals with the economic and environmental analyses. These analyses are done by using RETScreen Expert application software. The economic and environmental analyses are carried out on five different working modules: energy model, cost analysis, greenhouse gas-emission analysis, financial analysis, and risk and sensitivity analysis. Initially, it was agreed to set up an installed plant of 12 MW, with six wind turbines of 2,000 kW nominal power each, 16 wind turbines of 750 kW rated power and 20 wind turbines of 600 kW output power each. For all cases, the financial feasibility analysis conducted are referred to the financial indicators such as Equity Payback Period (PPE), Net Present Value (NPV), Annual Life Cycle Saving (ALCS), Benefit-Cost Ratio (BC), Debt Service Coverage (DSC) and Electricity Production Cost (EPC). The most feasible case has resulted the wind power plant constructed by 2,000 kW wind turbine, also simple payback period was 5.9 years and the cost of electricity resulted to be € 0.058/kWh. For its lifespan of 25 years of projected functioning of this wind-power project the amount of CO₂ that would be reduced was estimated to be 642,328 tons.

Key words: Wind profile characteristics, capacity factor, optimal selection, technical analysis, cost analysis, economic analysis, production cost, sensitivity, risks, Karaburun.

MOTIVIMI

Industria e energjive të qëndrueshme është sot një industri në lulëzim të plotë dhe me ritme zhvillimi që, në përmasa globale, ja kalon industrive të teknologjive të informacionit apo industrisë së turizmit. Studimet në fushën e energjive, në saj të karakterit elastik, shumë disiplinore të njohurive dhe aftësive të përftuara, maksimizojnë mundësitë aktuale të punësimit dhe lehtësojnë përshtatjen me kërkesat e një mjedisi pune që ndryshon me shpejtësi. Studimet mbi energjinë përbëjnë një fushë ndërdisiplinore në zhvillim të vrullshëm e cila synon zhvillimin e metodave të reja të prodhimit të qëndrueshëm të energjisë dhe rritjen e efektivitetit të sistemeve ekzistuese. Ato përfshijnë çështje të lidhura si me aspektet sociale dhe mjedisore të përdorimit të energjisë, ashtu dhe me aspektet ekonomike dhe shkencore të gjenerimit dhe përdorimit të energjisë konvencionale dhe të qëndrueshme.

Era është një burim i rëndësishëm energjie të ripërtrishme dhe e përhapur gjerësisht. Teknologjitë e sotme bëjnë të mundur shfrytëzimin e saj që nga individ të veçantë deri në impiante energjetike të përfshirë në rrjetin qendror të energjisë elektrike.

Vlerësimi i potencialit energjetik të erës në një rajon të dhënë është ndër çështjet e para përcaktuese për përzgjedhjen e vendit të ndërtimit të një parku energjetik të erës. Vlerësimi i një burimi të erës përfshin analizën e detajuar të profilin të erës në një lartësi të caktuar, drejtimin dominues të saj, turbulencat, shpërndarjen e parametrave të erës, densitetin energjetik etj. Për shkak të natyrës stokastike të erës problemi nuk është as i thjeshtë dhe as me zgjidhje afatshkurtër. Krahas shpejtësisë mesatare është e nevojshme të njihet shpërndarja kohore e saj për shkak të varësisë jo lineare ndërmjet shpejtësisë dhe fuqisë së erës ashtu dhe e drejtimin të saj në saj të rolit të tij në efektivitetin e shfrytëzimit të turbinave.

Jo më pak të rëndësishëm për një projekt të suksesshëm të shfrytëzimit të energjisë së erës, krahas vlerësimit të potencialit energjetik të saj, janë faktor të tjerë të cilët njihen si treguesit tekno-ekonomik.

Deri tani në Shqipëri nuk ekzistojnë impiante të energjisë së erës. Duke parë trendin e zhvillimit të këtij sektori në vendet e rajonit dhe më gjerë është me interes kryerja e studimeve në këtë fushë, për vendin tonë.

Ky studim mund të shërbejë si një kontribut në këtë drejtim.

QËLLIMI I STUDIMIT

Qëllimi i këtij punimi është studimi teknik dhe ekonomik i një impianti të energjisë së erës duke marrë si rast studimi rajonin e gadishullit të Karaburunit.

Për arritjen e këtij qëllimi në këtë punim studiohet;

- Analiza e karakteristikave të profilit të erës duke shfrytëzuar metodat bashkohore. Në këtë pjesë u jepen përgjigje pyetjeve të ngritura në lidhje me potencialin e energjisë së erës në rajonin e zgjedhur.
- Analiza teknike me qëllim zgjedhjen e turbinës më të përshtatshme për zonën e propozuar. Zgjedhja optimale realizohet në bazë të një metode e cila përgjithëson këtë procedurë, duke marrë në konsideratë karakteristikat e profilit të erës dhe karakteristikat e turbinave të erës.
- Analiza ekonomike e një projekti me fuqi 12 MW, në të cilën përfshihet analiza e kostos, analiza e GHG, analiza financiare, analiza e riskut dhe analiza e ndjeshmërisë. Bazuar në të dhënat e tregut aktual të energjisë së erës përcaktohen indikatorët kryesor financiar në bazë të të cilëve gjykohet mbi vlefshmërinë e projektit, si dhe koston e prodhimit të energjisë elektrike.

Një tjetër qëllim është propozimi i një metodologjie për studimin e fisibilitetit të impianteve të energjisë së erës pavarësisht zonës së zgjedhur për studim.

Ky punim është ndarë në shtatë kapituj;

Në **Kapitullin 1** trajtohen koncepte për vlerësimin e burimit të energjisë së erës, duke filluar me rëndësinë e vlerësimit të saktë të burimeve të saj. Trajtohen mënyrat e përvetësimit të të dhënave, sfidat e vlerësimit të burimeve, metodat që përdoren për vlerësimin e karakteristikave të profilit të erës, burimet rajonale të erës në Shqipëri, si dhe densiteti i fuqisë për njësi të sipërfaqes në disa rrethe bazuar në matjet e Institutit të Hidrometeorologjisë. Gjithashtu trajtohet ndikimi i vlerësimit të potencialit energjetik në vlefshmërinë ekonomike të një projekti të energjisë së erës.

Në **Kapitullin 2** trajtohen metodat për studimin e profilit të erës, duke filluar me përdorimin e metodave të drejtpërdrejta. Më pas diskutohet mbi shpërndarjet probabilitare Weibull dhe Rayleigh si dhe metodat e përcaktimit të koeficientit të formës dhe koeficientit të shkallës. Meqenëse potenciali energjetik është i lidhur me topografinë e sipërfaqes, trajtohet

ekstrapolimi vertikal dhe trëndafili i erës për të përcaktuar prevalencën e drejtimin për periudha të ndryshme, si dhe për të gjithë periudhën e matjeve.

Në **Kapitullin 3** trajtohet modelimi i fuqisë në dalje të turbinës, duke u fokusuar tek kurba e fuqisë. Shqyrtohet një model përgjithësues i cili për llogaritjen e faktorit të kapacitetit (CF) merr parasysh pesë parametra, dy parametrat e shpërndarjes së probabilitetit dhe tre parametrat e kurbës së fuqisë. Për të optimizuar lidhjen turbinë-vend trajtohet procedura e zgjedhjes së turbinës dhe analizohet ndikimi i parametrave në vleftën e CF.

Në **Kapitullin 4** trajtohet modelimi i projekteve të energjisë së erës nëpërmjet softit RETScreen, si hapi i parë në studimin e vlefshmërisë ekonomike të tij. Në këtë kapitull trajtohen parametrat fillestarë për modelimin e një projekti energjetik, si dhe prodhimi vjetor i energjisë .

Në **Kapitullin 5** diskutohet analiza e kostove me ndihmën e softit RETScreen Expert. Fillimisht realizohet modelimi dhe analiza e kostos fillestare në të cilën përfshihet kosto e studimit të fisibilitetit dhe më pas analizohen kostot e ndërtimit të impiantit, kostot inxhinierike, kostot e ndërtimit të sistemit elektrik, balancimit të sistemit, kostot operacionale dhe të mirëmbajtjes (O&M), kostot vjetore, kostot periodike etj.

Në **Kapitullin 6** fillimisht studiohet sasia e emetuar e gazeve serrë në atmosferë për rastin bazë dhe për rastin e propozuar. Llogariten saktësisht vlerat e GHG të reduktuar për tre rastet në studim. Më pas studimi shtrihet mbi analizën financiare të projektit, ku studiohen treguesit e vlefshmërisë së një projekti të energjisë së erës. Bazuar në të dhëna reale mbi tregun aktual të energjisë së erës në rajon, Evropë dhe më gjerë vlerësohet rasti që rezulton më optimal.

Në **Kapitullin 7** studiohet varësia e indikatorëve më të rëndësishëm financiarë të projektit më optimal kundrejt ndryshimit të disa parametrave ekonomik të tij. Gjatë këtij studimi shihet reagimi e indikatorëve financiarë, kur ndryshojnë parametrat ekonomik të projektit. Analiza e ndjeshmërisë trajtohet për të vlerësuar impaktin që kanë indikatorët nëse do të ndryshonin parametrat ekonomik të projektit brenda një intervali +/- 25%. Analiza e pasigurive, e cila përfaqëson një analizë statistikore të bazuar mbi simulimin Monte Carlo, është përdorur për të vlerësuar nëse ndryshimi i indikatorit financiar është i pranueshëm ose jo.

LISTA E FIGURAVE

Figura 1. 1. Pajisje për matjen e drejtpërdrejtë të shpejtësisë dhe drejtimi të erës, a) anemometër kup dhe erëdrejtues, b) aerodrejtues, c) anemometër zanor.	3
Figura 1. 2. Harta e Shqipërisë në Atlasin Ballkanik të Erës.	4
Figura 2. 1. Vlerat mesatare mujore të shpejtësisë së erës për çdo vit.	12
Figura 2. 2. Vlerat mesatare mujore të shpejtësisë së erës (1981-2014).	13
Figura 2. 3. Vlerat mesatare vjetore të shpejtësisë së erës për çdo vit (1981-2014).	13
Figura 2. 4. Shpërndarja e shpejtësive të matura të erës për të gjithë periudhën, me gjerësi intervali 0.1 m/s.	14
Figura 2. 5. Funkzioni i densitetit kumulativ për të dhënat e matura për të gjithë periudhën.	14
Figura 2. 6. Kurba e kohëzgjatjes së shpejtësisë për vitin 2014.	16
Figura 2. 7. Kurba e kohëzgjatjes së fuqisë së turbinës E 48 për vitin 2014.	16
Figura 2. 8. Shpërndarja e densitetit të probabilitetit për të dhënat e matura, shpërndarja Weibull (1981-2014).	20
Figura 2. 9. Krahësimi i probabilitetit kumulativ të matjeve me probabilitetin kumulativ sipas shpërndarjes Weibull.	20
Figura 2. 10. Shpërndarja e densitetit të probabilitetit për të dhënat e matur.	23
Figura 2. 11. Krahësimi i probabilitetit kumulativ të matjeve.	24
Figura 2. 12. Krahësimi i probabilitetit kumulativ sipas shpërndarjes Weibull.	25
Figura 2. 13. Trëndafil i erës.	27
Figura 2. 14. Trëndafil i erës për gadishullin e karaburunit, a) periudha vjeshtë-dimër,	29
Figura 3. 1. Kurba e fuqisë së turbinës E48, e modeluar sipas metodave (3.2) – (3.6).	34
Figura 3. 2. Krahësimi i vlerave të faktorit të kapacitetit sipas metodës përgjithësuese dhe matjeve reale.	38
Figura 3. 3. Faktori i kapacitetit për disa turbina që mund të vendosen në zonën e Karaburunit.	40
Figura 3. 4. CF për çdo turbinë për skenarë të ndryshëm shpejtësie.	42
Figura 3. 5. Ndikimi i koeficientit të formës k , në vlerësimin e CF në varësi të (v_r/c) , për rastin kur $v_m = 6.78$ m/s, $c = 7.583$ m/s.	42
Figura 3. 6. CF si funksion i koeficientit të formës për shpejtësi mesatare të ndryshme.	43
Figura 3. 7. CF si funksion i shpejtësisë mesatare për vlera të ndryshme të koeficientit të formës.	44
Figura 3. 8. CF si funksion i raportit të shpejtësisë nominale v_r (m/s) me koeficientin e shkallës c (m/s), për turbinën T_4 , të vendosur në gadishullin e Karaburunit.	45
Figura 4. 1. Kurba e fuqisë për turbinën; a) 2,000 kW, b) 600 kW dhe c) 750 kW.	52

Figura 4. 2. Kurba e energjisësë kapur për tre turbinat e erës a) turbina 600 kW, b) turbina 750 kW dhe c) turbina 2,000 kW.	56
Figura 4. 3. Krahasoni i prodhimit vjetor bruto dhe neto i energjisë për tre rastet.	58
Figura 4. 4. Krahasoni i prodhimit specifik për tre rastet.	58
Figura 4. 5. Krahasoni i faktorit të kapacitetit për tre rastet.	59
Figura 5. 1. Diagrama e kostove të projekteve të energjisë së erës.	61
Figura 5. 2. Kosto fillestare e projektit 12 MW të energjisë së erës për tre raste; a) turbina 600 kW, a) turbina 750 kW, a) turbina 2,000 kW.....	64
Figura 6. 1. Krahasoni i GHG së reduktuar për të tre rastet.	83
Figura 6. 2. Krahasoni i normës së brendshme të kthimit për të tre turbinat.	91
Figura 6. 3. Krahasoni i periudhës së kthimit të thjeshtë dhe kthimit të kapitalit.	92
Figura 6. 4. Të ardhurat dhe flukset shumë për impiantin me turbina 600 kW.	99
Figura 6. 5. Të ardhurat dhe flukset shumë për impiantin me turbina 750 kW.	100
Figura 6. 6. Të ardhurat dhe flukset shumë për impiantin me turbina 2,000 kW.	101
Figura 7. 1. Impakti i parametrev mbi EPP.....	110
Figura 7. 2. Impakti i parametrev mbi EPC.	110
Figura 7. 3. Shpërndarja e mundësive të EPP.	111
Figura 7. 4. Shpërndarja e mundësive të EPC.....	112

LISTA E TABELAVE

Tabela 1. 1. Shpejtësia mesatare e erës 10 m mbi tokë dhe densiteti energjetik për disa qytete të Shqipërisë.....	7
Tabela 1. 2. Shpërndarja; shpejtësia mesatare; densiteti energjetik i erës për zonën bregdetare sipas lartësisë.....	8
Tabela 1. 3. Klasifikimi i densitetit të fuqisë së erës në lartësinë 50m.....	9
Tabela 2. 1. Karakteristikat e profilit të erës në rajonin e Karaburunit sipas shpërndarjes Weibull.....	22
Tabela 3. 1. Krahësimi i modeleve për aplikimin e turbinës E 48 në rajonin e Karaburunit për $k=1.66$, $c=7.2$ m/s.....	33
Tabela 3. 2. Vlerat mujore të shpejtësisë dhe parametrat reale të shpërndarjes probabilitare Weibull sipas.....	37
Tabela 3. 3. Parametrat teknik të disa turbinave dhe llogaritja e faktorit të kapacitetit.....	39
Tabela 3. 4. Karakteristikat e profilit të erës për shpejtësi mesatare të ndryshme.....	41
Tabela 3. 5. Renditja e turbinave për shpejtësi të ndryshme ere.....	41
Tabela 4. 1. Shpejtësia e erës (m/s), presioni atmosferik (kPa) dhe temperatura e ajrit ($^{\circ}\text{C}$) në lartësinë 50 m.....	49
Tabela 4. 2. Karakteristikat teknike të tre turbinave reale.....	50
Tabela 4. 3. Humbjet e energjisë në sistem.....	57
Tabela 5. 1. Kostot fillestare të impiantit të energjisë së erës.....	62
Tabela 5. 2. Kostot kryesore për tre raste të ndryshme (€).....	63
Tabela 5. 3. Kostot e studimit të fisibilitetit.....	66
Tabela 5. 4. Kostot e zhvillimit të projektit.....	68
Tabela 5. 5. Vlerësimi i kostove inxhinierike për secilin rast (€).....	70
Tabela 5. 6. Vlerësimi i kostove për ndërtimin e sistemit elektroenergjetik (x 1000€).....	72
Tabela 5. 7. Vlerësimi i kostove për balancimin e sistemit dhe kosto të tjera shtesë (x 1000 €).....	74
Tabela 5. 8. Vlerësimi i kostove për O&M (€).....	77
Tabela 6. 1. Sistemi elektrik për rastin bazë.....	80
Tabela 6. 2. GHG për sistemin bazë, për të tre rastet në studim.....	81
Tabela 6. 3. GHG për sistemin e propozuar, për të tre rastet në studim.....	82
Tabela 6. 4. Parametrat financiarë të projektit të energjisë së erës.....	84
Tabela 6. 5. Të ardhurat nga shitjet e energjisë.....	86

Tabela 6. 6. Të ardhurat nga reduktimi i GHG.....	88
Tabela 6. 7. Indikatorët kryesorë financiarë të projektit energjetik.....	90
Tabela 6. 8. Flukset vjetore të të ardhurave për impiantin me turbina 600 kW.	96
Tabela 6. 9. Flukset vjetore të të ardhurat për impiantin me turbina 750 kW.....	97
Tabela 6. 10. Flukset vjetore të të ardhurat për impiantin me turbina 2,000 kW.....	98
Tabela 7. 1. Ndjeshmëria e periudhës së kthimit të kapitalit kundrejt ndryshimit të kostos fillestare dhe çmimit të energjisë.....	105
Tabela 7. 2. Ndjeshmëria e periudhës së kthimit të kapitalit kundrejt ndryshimit të kostos fillestare dhe O&M.	105
Tabela 7. 3. Ndjeshmëria e periudhës së kthimit të kapitalit kundrejt normës së interesit dhe nivelit të borxhit.	105
Tabela 7. 4. Ndjeshmëria e periudhës së kthimit të kapitalit kundrejt normës së interesit dhe periudhës së borxhit.	107
Tabela 7. 5. Ndjeshmëria e kostos së prodhimit të energjisë elektrike kundrejt ndryshimit të kostos fillestare dhe çmimit të energjisë.	107
Tabela 7. 6. Ndjeshmëria e kostos së prodhimit të energjisë elektrike kundrejt ndryshimit të kostos fillestare dhe O&M.	107
Tabela 7. 7. Parametrat ekonomik, vlera dhe diapazoni i pasigurisë.....	108

LISTA E SHKURTIMEVE

ALCS	Annual Life Cycle Savings
ALL	Albanian Lek
AWEA	American Wind Energy Association
B-C	Benefit-Cost Ratio
BSH	Banka e Shqipërisë
CDF	Cumulative Density Function
CDM	Clean Development Mechanism
CF	Capacity Factor
CFD	Computational Fluid Dynamics
COE	Coefficient of Error
COE	Cost of Efficiency
DSCR	Debt Service Coverage Ratio
DWIA	Danish Wind Industry Association
EM	Empirical Method
EPC	Electricity Production Cost
EPP	Equity Payback Period
EWEA	European Wind Energy Association
FIT	Feed-in Tariff
GHG	Greenhouse Gas
GM	Graphical Method
HEC	Hydro-Electro-Central
IEA	International Energy Agency
IRENA	International Renewable Energy Agency
IRR	Internal Rate of Return
KP	Kyoto Protocol
K-S	Kolmogorov-Smirnov
MLM	Maximum Likelihood Method
MMLM	Modified Maximum Likelihood Method
MOM	Method of Moments
NASA	National Aeronautics and Space Administration
NPV	Net Present Value
NREL	National Renewable Energy Laboratory
O&M	Operating and Maintenance
PCF	Plant Capacity Factor
PDF	Probability Density Function

PDM	Power Density Method
RETScreen	Renewable Energy Technology Screen
RMSE	Root Mean Square Error
SCADA	Supervisory Control and Data Acquisition
SPP	Simple Payback Period
STDM	Standard Deviation Method
T&D	Transmission and Distribution
UNFCCC	United Nation Framework Convention on Climate Change
WB	World Bank
WPC	Wind Plant Capacity
YPCF	Year to Positive Cash Flow
ZRRE	Zyra e Rregullatorit për Energjinë

KONFERENCA DHE BOTIME

1. **Eduart Serdari**, Pëllumb Berberi, Ilber Puci, Miranda Halili, International Convergence of Ecosystems ICE2015, 5-8 June 2015, Tirana Albania. POTENTIAL ESTIMATION AND GHG REDUCTION OF A WIND POWER SYSTEM IN ALBANIAN SOUTH COAST, Abstract Book. ISBN: 978-9928-4248-2-2, Conference Proceeding..
2. **Eduart Serdari**, Pëllumb Berberi, Silvana Miço, Alketa Hasanaj, Ilber Puci, Wind Profile Characteristics And Energy Potential Analysis In Tirana, Albania. International Physics Conference of Balkan Physical Union BPU9, 24-27 August 2015, Istanbul University, Istanbul, Turkey. AIP Conference Proceedings, Conference Paper, AIP Conf. Proc. 1722, 280007 (2016); <http://dx.doi.org/10.1063/1.4944286>.
3. **Eduart Serdari**, Pëllumb Berberi, Valbona Muda, Urim Buzra, Driada Mitrushi, Daniela Halili, Irma Berdufi, "Feasibility Assessment of a 600 kW Wind Turbine in Sazani Island, Albania", 6th International Conference of Ecosystems (ICE2016), Tirana, Albania, Abstracts Book ICE2016, ISBN: 978-9928-4248-5-3.
4. **Eduart Serdari**, Pëllumb Berberi, Valbona Muda, Urim Buzra, Driada Mitrushi, Daniela Halili and Irma Berdufi, "Wind Profile Characteristics and Energy Potential Assessment for Electricity Generation at the Karaburun Peninsula, Albania", 2nd International Conference on Renewable Energy and Bioenergy (ICREB2016), 29.06-02.07.2016, Constanta, Romania.
5. **Eduart SERDARI**, Pëllumb BERBERI, Valbona MUDA, Urim BUZRA, Driada MITRUSHI, Daniela HALILI, Irma BËRDUFI, Simulacija vetrogeneratorskog sistema na osnovu tehnoko-ekonomske analize, Simulation of wind power generation system based on techno-economic analysis, International Conference on Renewable Electrical Power Sources (ICREPS 2016) Belgrade, Serbia, 17-18 October 2016.
6. **Eduart Serdari**, Pëllumb Berberi, Urim Buzra, Driada Mitrushi, Daniela Halili and Irma Berdufi, Wind Profile Characteristics and Energy Potential Assessment For Electricity Generation at the Karaburun peninsula, Albania. Journal of Clean Energy Technologies (JOCET). DOI: 10.18178/JOCET.2017.5.4.389. 2016
7. **Eduart Serdari**, Pëllumb Berberi, Ilber Puci, Miranda Halili, Potential Estimation and GHG Reduction of a Wind Power System in Albanian South Coast, International journal of ecosystems and ecology science ISSN 2224-4980, page 453-458; 2015
8. Irma BËRDUFI, Pëllumb BERBERI, Driada MITRUSHI, Valbona MUDA, Daniela TOPÇIU, Urim BUZRA, **Eduart SERDARI**, Empirical Model for Energy Yield of a Photovoltaic System Connected to the Grid, International Conference on Renewable Electrical Power Sources (ICREPS 2016) Belgrade, Serbia, 17-18 October 2016.
9. Driada MITRUSHI, Pëllumb BERBERI, Irma BËRDUFI, Valbona MUDA, Daniela TOPÇIU, Urim BUZRA, **Eduart SERDARI**, Regional Variation LCOE of Photovoltaic Systems in

- Albania Using Satellite Solar Data, International Conference on Renewable Electrical Power Sources (ICREPS 2016) Belgrade, Serbia, 17-18 October 2016.
10. Daniela HALILI, Pëllumb BERBERI, Driada MITRUSHI, Valbona MUDA, Irma BËRDUFI, Urim BUZRA, **Eduart SERDARI**, Influence of Yearly Distribution of Solar Energy on the Feasibility of Solar Collectors in the City of Tirana, International Conference on Renewable Electrical Power Sources (ICREPS 2016) Belgrade, Serbia, 17-18 October 2016.
 11. Urim BUZRA, Pëllumb BERBERI, Driada MITRUSHI, Valbona MUDA, Daniela TOPÇIU, Irma BËRDUFI, **Eduart SERDARI**, Modification of Solar Energy Potential due to Anthropogenic Aerosols in Atmosphere of Tirana, International Conference on Renewable Electrical Power Sources (ICREPS 2016) Belgrade, Serbia, 17-18 October 2016.
 12. Valbona LAME-MUDA, Pëllumb BERBERI, Driada MITRUSHI, Irma BËRDUFI, Daniela TOPÇIU, Urim BUZRA, **Eduart SERDARI**, Merging of Ground-Based and Satellite-Derived data of Surface Solar Radiation in City of Tirana, Albania, International Conference on Renewable Electrical Power Sources (ICREPS 2016) Belgrade, Serbia, 17-18 October 2016.
 13. Daniela Halili; Pëllumb Berberi; Driada Mitrushi; Valbona Muda; Irma Bërdufi; **Eduart Serdari**, Solar Collectors For Hot Water Production In The City Of Tirana: Estimation of Needs for Compensation of Energy From Central Grid of Electricity, Journal of Multidisciplinary Engineering Science and Technology (JMEST) ISSN: 2458-9403 Vol. 3 Issue 4, April – 2016, <http://www.jmest.org/wp-content/uploads/JMESTN42351539.pdf>.

VLERËSIMI I BURIMIT TË ERËS

1.1. Hyrje

Republika e Shqipërisë shtrihet në brigjet e Detit Adriatik dhe Jon me gjerësi gjeografike 39°38' - 42°38' dhe gjatësi gjeografike 19°16' - 21°04', thuajse 2/3 e relievit është malor. Vija bregdetare e shtrirë në drejtimin veri – jug ka gjatësi 345 km. Drejtimet kryesore të erës në vendin tonë mbizotërojnë veriperëndim - juglindje dhe jugperëndim-verilindje, me vektor rezultat drejt tokës. Në brëndësi të territorit, drejtimi dhe shpejtësia e erës luhetet nga zona në zonë. Matjet e Institutit të Hidrometeorologjisë, kanë patur si qëllim kryesor që të dhënat meteorologjike mbi motin të jenë në dispozicion të shërbimit ajror dhe detar [1].

Në Planin Kombëtar të Veprimit të Burimeve të Energjisë së Rinovueshme 2015-2020 parashikohet kapaciteti i nevojshëm për të arritur objektivin kombëtar për vitin 2020 prej 38% duke parashikuar instalimin e 750 MW HEC-e, të 30 MW gjeneratorë Eolikë dhe 50 MWp PV diellore. Dhjetëvjeçarin e fundit në Shqipëri kanë shprehur interes investitorë të ndryshëm për të shfrytëzuar potencialin e energjisë së erës, por deri tani ende ky sektor mbetet i pa shfrytëzuar. Një nga barrierat me të cilat përballen këto investitorë është mungesa e matjeve afatgjata në zonat me interes. Por pavarësisht kësaj, ekzistojnë burime të ndryshme të dhënash me saktësi të pranueshme për të veçuar zonat me potencial të lartë, si dhe për të vlerësuar potencialin e energjisë së erës në to.

Pas kësaj hyrje, ky kapitull në paragrafin 1.2 trajton rëndësinë e vlerësimit të saktë të burimeve të erës si dhe mënyrat e përvetësimit të të dhënave. Në paragrafin 1.3 trajtohen sfidat e vlerësimit të burimeve të erës, pasi për investime në impiante të mëdha kërkohen matje afatgjata. Në paragrafin 1.4 trajtohen shkurtimisht metodat që përdoren për vlerësimin e karakteristikave të profilit të erës. Në paragrafin 1.5 jepen disa detaje të burimeve rajonale të erës në Shqipëri, si dhe densiteti i fuqisë së erës për njësi të sipërfaqes në disa rrethe bazuar në matjet e Institutit të Hidrometeorologjisë. Ndikimi i vlerësimit të potencialit energjetik në vlefshmërinë ekonomike të një projekti të energjisë së erës trajtohet në paragrafin 1.6. Në paragrafin 1.7 jepet një përmbledhje e çështjeve kryesore të trajtuara në këtë kapitull.

1.2. Rëndësia e vlerësimit të saktë të burimeve të erës

Një nga faktorët më të rëndësishëm në studimin, projektimin dhe ndërtimin e një impianti të energjisë së erës është vlerësimi i burimit të energjisë, erës. Ajo është “*lënda djegëse*” e impianteve të cilët shfrytëzojnë energjinë e saj. Kaq e rëndësishme është të studiohet burimi i erës, sa në disa studime tregohet që një ndryshim prej 1% në shpejtësinë e erës mund të sjellë një ndryshim prej 2 % në prodhimin e energjisë [2].

Për të studiuar potencialin e energjisë së erës në një vend të caktuar shpesh studiohen disa indikatorë, si; shpejtësia, densiteti i fuqisë, shpejtësia e ndërprerjes për të cilën turbina e erës pushon të punojë (zakonisht mbi 25 m/s) etj. Këto indikator shërbejnë për një vlerësim paraprak të potencialit energjetik [2]. Gjithashtu për projektimin e impianteve të mëdha është e nevojshme të njihet drejtimi.

Ekzistojnë burime të ndryshme të dhënash për të bërë një vlerësim të burimit të erës, ku do të dallojmë; matjet e drejtpërdrejta, modelimi me kompjuter, të dhënat teorike dhe atlasit i erës i cili ofrohet për studime në det të hapur dhe në brendësi të territorit [2].

Matjet e drejtpërdrejta, janë më të sigurta nga pikëpamja e saktësisë. Për kryerjen e tyre nevojitet të paktën një anemometër për matjen e shpejtësisë dhe një drejtues ere për matjen e drejtimit. Këto matje shpesh janë të vështira për tu realizuar sepse kërkojnë kohë relativisht të gjatë dhe kosto të lartë [2]. Ekzistojnë instrumente të ndryshëm për matjen e drejtpërdrejtë të shpejtësisë dhe drejtimit të erës. Nga të cilat do të dallojmë stacionet e përbëra nga një anemometër kupë dhe një drejtues ere (Figura 1.1. a). Anemometri shpesh përbëhet nga një helikë me tre hemisfera të montuara në boshtin vertikal. Erë drejtuesi përbëhet nga një shigjetë e cila tregon gjatë gjithë kohës drejtimin dhe nga një zgjatues për tu orientuar. Një tjetër instrument për matjen e shpejtësisë dhe drejtimit është aerodrejtuesi i erës i njohur në literaturë si “*aerovane/skyvane*” (Figura 1.1. b). Ky instrument përbëhet nga një helikë me fletë të montuara në një bosht horizontal. Shpejtësia e rrotullimit të helikës është në përpjesëtim të drejtë me shpejtësinë lineare të erës. Në pjesën e pasme të tij vendoset një drejtues i cili e orienton atë sipas drejtimit të erës. Me anë të këtij instrumenti realizohen matje të vijueshme për periudha të caktuara kohe [3].

Kohët e fundit, stacionet e ndërtuara me instrumentet e mësipërm janë zëvendësuar me anemometra zanorë, të njohur në literaturë si “*sonic anemometer*”. Këto instrumente ndërtohen nëpërmjet tre pajisjeve marrëse dhe transmetuese (sensorë) të cilat masin ndryshimin e sinjaleve zanore të krijuara nga përplasja e erës me këto pajisje. Këto marrës dhe transmetues,

shpejtësinë e ndryshimit të sinjalit zanor e shndërrojnë në një sinjal që përfaqëson shpejtësinë e erës, i cili pas matjes mund të kompjuterizohet dhe përdoret sipas qëllimit [3], [4]. Një instrument i tillë është treguar në Figurën 1.1.c.

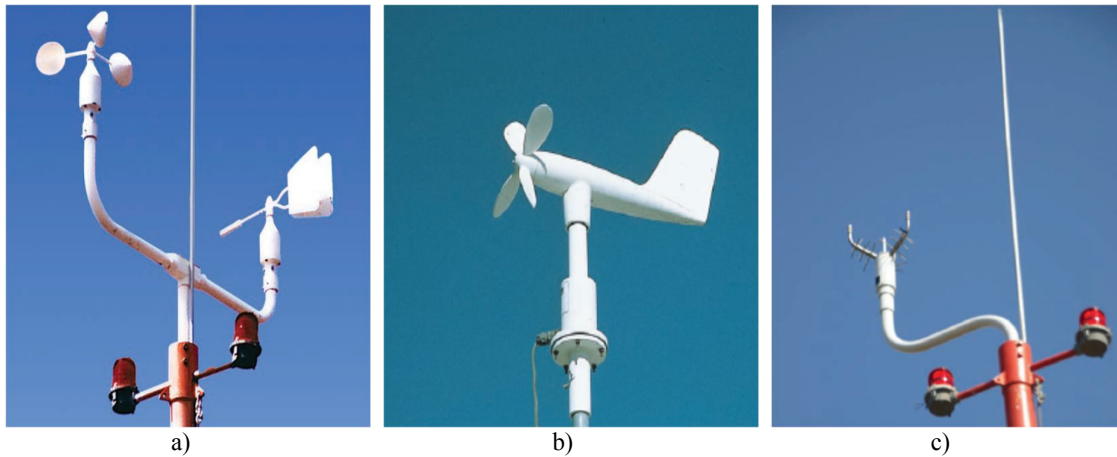


Figura 1. 1. Pajisje për matjen e drejtpërdrejtë të shpejtësisë dhe drejtimi të erës, a) anemometër kupë dhe erëdrejtues, b) aerodrejtues, c) anemometër zanor [3].

Instrumente të tjerë të cilët përdoren në kërkimin shkencor për matjen faktike të shpejtësisë dhe drejtimit të erës me saktësi të lartë, jo vetëm në një lartësi të afërt mbi sipërfaqen e tokës, por dhe në lartësi të mëdha, janë ato të cilat ndërtohen mbi bazën e Efektit Dopler. Këtu mund të veçojmë sensorët akustik Dopler – SODAR dhe sensorët lazer Dopler – LIDAR [4]. Këto dy instrumente konsiderohen si sisteme matje në distancë për faktin se sensori i cili realizon matjen nuk është në lartësinë në të cilën kryhet matja. Instrumenti SODAR lëshon në drejtim vertikal impulse akustike, këto impulse depërtojnë në atmosfere në lartësi të ndryshme dhe për shkak të prezencës së grimcave ose luhatjes së indeksit përthyes të ajrit ato kthehen dhe detektohen nëpërmjet mikrofonave. Luhatjet mund të shkaktohen nëpërmjet shpërndarjes së erës ose gradientit të temperaturës apo lagështisë [4]. Instrumenti LIDAR lëshon në drejtimin vertikal rreze drite të cilat nga bashkëveprimi me grimcat/aerosolët e bartura nga era kthehen pas, duke u detektuar dhe më pas përpunuar nga LIDAR. Këto instrumente matje konsiderohen më të besueshme për studimin e karakteristikave të erës. Është vërtetuar se SODAR karakterizohet nga përpikëri e lartë ndërsa LIDAR nga saktësi e lartë [5].

Modelimi me kompjuter, apo i njohur ndryshe si modelimi numerik, është sot një teknike gjerësisht e përhapur e kërkimit shkencor në fushën e energjisë së erës [4]. Shpesh vendet me potencial të lartë të energjisë së erës nga pikëpamja topografike konsiderohen terrene komplekse, prandaj modelimi i terrenit dhe simulimi i skenarëve të ndryshëm është i rëndësishëm për të vlerësuar drejt problemet që mund të lindin gjatë operimit të impiantit

energjetik. Përveç terrenit mbi karakteristikat e profilit të erës mund të ndikojë lartësia mbi tokë dhe veshja e sipërfaqes (pyje/ndërtesa) [2]. Një nga teknikat e modelimit me kompjuter me një shtrirje të gjerë në mekanikën fluide është Fluidodinamika Llogaritëse (CFD). Nëpërmjet kësaj teknike vlerësohen saktë karakteristikat e profilit të erës në vende me kompleksitet të lartë referuar të dhënave të marra nëpërmjet matjeve të drejtpërdrejta ose atlasit të erës, duke maksimizuar prodhimin e energjisë së erës dhe duke zvogëluar pasiguritë [4]. Një tjetër soft kompjuterik për analizën e profilit të erës në terrene komplekse është WAsP-CFD [6].

Të dhënat teorike. Pjesa më e madhe e vlerësimeve të energjisë së erës në stadin fillestar konsiderohen teorike. Kjo për faktin se prodhimi teorik i vlerësuar në fillim, mund të vijë duke u reduktuar për shkak se për një vlerësim sa më real duhen marrë parasysh kufizime të cilat në literaturë njihen me emrin “*detyrime*”. Në rast se në vlerësimin e një burimi ere merren parasysh vetëm detyrimet teknike, vlerësimi i burimit quhet “*teknik*”, në rast se merren parasysh edhe detyrimet mjedisore dhe sociale atëherë, vlerësimi i burimit quhet “*praktik*” [2]. Detyrimet sociale dhe mjedisore për ndërtimin e impianteve të energjisë së erës, në një këndvështrim tjetër, mund të konsiderohen kritere të cilat duhet të merren parasysh duke zbatuar standardet e duhura. Këto kritere referuar literaturës [7] kanë një impakt të konsiderueshëm mbi ndërtimin e impiantit veçanërisht në zonat e mbrojtura, zonat ku shpejtësia e erës nuk është ekonomikisht e zbatueshme apo zonat me terren të pa përshtatshëm [2], [7].



Figura 1. 2. Harta e Shqipërisë në Atlasin Ballkanik të Erës [8].

Atlasi i erës, është një alternative tjetër të dhënash për vlerësimin e burimit të erës për një vend të caktuar, me saktësi të pranueshme. Ekzistojnë atlase të ndryshme të erës duke filluar

nga atlaset lokale, rajonale, kontinentale dhe globale. Pjesa më e madhe e tyre përmbajnë matje në lartësi 50 m mbi sipërfaqen e tokës, me rezolucion të lartë 3 km dhe me rezolucion të moderuar 6 km. Atlaset me rezolucion të moderuar përmbajnë informacion të përgjithshëm. Ndërsa Atlaset me rezolucion të lartë janë të përdorshme për vlerësimin energjetik të një vendi të caktuar duke i kombinuar me matje të drejtpërdrejta në terren [8]. Në Figurën 1.2 tregohet harta e Shqipërisë sipas Atlasit Ballkanik të Erës.

Atlasi Ballkanik i Erës është një projekt i Ministrisë së Federatës Gjermane për Bashkëpunim Ekonomik dhe Zhvillim, si dhe Bankës Kfw. Për vlerësimin e energjisë së erës ofrohen dy bashkësi të dhënash referuar periudhës dhe rezolucionit. Të dhënat me rezolucion të lartë ofrohen për periudhën midis viteve 1981 – 2014. Të dhënat me rezolucion të moderuar ofrohen për periudhën midis viteve 1961 – 2014 [8].

Atlasi Evropian i Erës, një projekt i Komunitetit Evropian përmban detaje të burimit të erës për disa vende të Evropës. Informacioni që përmban ky atlas është i ndarë në tre pjesë. 1) Burimi i erës, i cili jepet nëpërmjet tabelave dhe paraqitjeve grafike duke dhënë një informacion të përgjithshëm mbi amplitudën dhe shpërndarjen e erës në të gjithë Evropën. 2) Përcaktimi i burimit të erës, siguron informacion mbi vlerësimin rajonal të burimit të saj duke përfshirë këtu metodologjinë e vlerësimit të fuqisë mesatare që mund të prodhojë një turbinë e caktuar. 3) Modelet dhe analizat, përfshijnë pjesën meteorologjike dhe statistikore të atlasit [4].

Për shkak të pozitës gjeografike të kontinentit Evropian ku bën pjesë dhe Shqipëria, burimi i energjisë së erës influencohet nga; 1) diferencat e mëdha të temperaturave midis ajrit të ftohtë polar në veri dhe ajrit subtropikal në jug, 2) shpërndarjes tokë – det me Oqeanin Atlantik në perëndim, Azinë në lindje, Detin Mesdhe dhe Afrikën në jug, dhe 3) barrierat orografike të tilla si Alpet, Pirenejtë dhe vargjet malore Skandinave [4].

Për një vlerësim të potencialit të energjisë së erës në vende të ndryshme në rang global, një kontribut të përgjithshëm kanë dhënë matjet satelitore të NASA-s, programi SWEARA i Kombeve të Bashkuara, IRENA, NREL, AWEA etj [4], [9], [10].

1.3. Sfidat e vlerësimit të burimeve të erës

Lëvizjet atmosferike ndryshojnë në kohë dhe në hapësirë. Në varësi të qëllimit të studimit vlerësimi i burimit të erës mund të bëhet për periudha të caktuara kohe. 1) Matjet afatshkurtra, të cilat kryesisht kanë si qëllim studimin e turbulencave dhe stuhive. 2) Matjet një ditore, për

vlerësimin e cikleve ditore të zhvendosjes së masave ajrore. 3) Matjet në një vit, për vlerësimin e zhvendosjes së masave ajrore me karakter stinor. 4) Matjet disa vjeçare për vlerësimin e burimit me qëllim studimin e potencialit energjetik për prodhimin e energjisë elektrike të një rajoni [4].

Indikatorët e vlefshmërisë ekonomike të një projekti të energjisë së erës varen drejtpërdrejtë nga burimi i erës dhe saktësia e vlerësimit të tij pavarësisht fuqisë së projektit. Për të treguar rëndësinë e vlerësimit të saktë të burimit të erës në terma afatgjatë dhe ndikimin e tij në prodhimin e energjisë elektrike, në literaturën [8] arsyetohet mbi një impiant me fuqi 10 MW. Në të vihet re se kur shpejtësia e erës ndryshon nga 6 në 10 m/s, pra 67 %, energjia e prodhuar do të ndryshojë me 134 %. Ky është një tregues i qartë i ndjeshmërisë së prodhimit të energjisë elektrike nga ndryshimi i shpejtësisë së erës. Duke qenë se ndjeshmëria e prodhimit të energjisë elektrike është e lartë për ndryshime të caktuara të shpejtësisë së erës dhe ndjeshmëria e indikatorëve të vlefshmërisë ekonomike të një projekti është e lartë kundrejt ndryshimit të prodhimit të energjisë elektrike të projektit, rrjedhimisht themi se ndryshimi i shpejtësisë së erës ndikon ndjeshëm në ndryshimin e indikatorëve financiarë [8]. Për të qenë sa më të saktë në vlerësimin e shpejtësisë së erës, matjet duhet të karakterizohen nga saktësia, përpikëria, gabimi, siguria, përsëritshmëria dhe riprodhueshmëria [4].

Si përfundim mund të themi se një nga sfidat më të mëdha në projektimin me saktësi të një impianti të energjisë së erës është vlerësimi me saktësi i karakteristikës kryesore të profilit të erës, shpejtësisë së saj. Kështu, vlerësimi i saktë i shpejtësisë së erës mbetet i një rëndësie kritike më qëllim zvogëlimin e pasigurive [8], [11].

1.4. Analiza e karakteristikave të profilit të erës

Pas përvetësimit të matjeve të shpejtësisë dhe drejtimit të erës kalohet në analizën e karakteristikave të profilit të saj. Për të bërë këtë analizë ekzistojnë metoda të ndryshme të cilat i ndajmë në metoda të drejtpërdrejta dhe metoda statistikore [4]. Dhe drejtimi është një karakteristikë, ai studiohet nëpërmjet trëndafilin të erës.

1.4.1. Metodat e drejtpërdrejta

Në grupin e metodave të drejtpërdrejta bën pjesë metoda e intervaleve dhe kurba e kohëzgjatjes së shpejtësisë dhe fuqisë. Nëpërmjet këtyre metodave, mund të përcaktohet shpejtësia mesatare për periudha të caktuara kohe, devijimi standard, densiteti mesatar i fuqisë

për njësi të sipërfaqes, densiteti mesatar i energjisë për njësi të sipërfaqes, fuqia mesatare në dalje të një turbine, energjia mesatare në dalje të një turbine, shpërndarja vertikale e erës etj [4], [12] . Këto metoda trajtohen të detajuara në Kapitullin 2.

1.4.2. Metodatat statistikore

Me anë të metodave statistikore përcaktohet shpërndarja e shpejtësisë së erës e cila përcakton kohën gjatë së cilës era ka një shpejtësi të caktuar. Shpërndarja e shpejtësisë së erës ka një rëndësi të veçantë pasi duke u kombinuar me kurbën e fuqisë së turbinës jep energjinë që prodhohet. Dy metodat statistikore më të përdorura në analizën e karakteristikave të erës janë Weibull dhe Rayleigh [12], [13]. Këto metoda dhe karakteristikat e erës në rajonin e Karaburunit janë trajtuar të detajuara në Kapitullin 2.

1.4.3. Trëndafili i erës

Trëndafili i erës është një paraqitje grafike i cili përdoret nga meteorologët për të shprehur shpërndarjen e shpejtësisë dhe drejtimit të erës në një vend të caktuar. Ai përbëhet nga disa pyka të shpërndara nga njëra tjetra me hapësira të barabarta. Drejtimi i erës tregohet nga pozicioni i pykave ndërsa shpejtësia shprehet me anë të trashësisë/ngjyrës së tyre [8]. Trëndafili i erës është analizuar gjerësisht në paragrafin 2.5.

1.5. Burimet rajonale të erës dhe analiza energjetike

Investitorët të cilët dëshirojnë të investojnë në drejtim të shfrytëzimit të energjisë së erës, qysh në fillim ndeshen me mungesën e matjeve rajonale afatgjata. Kjo është një barrierë e cila i pengon në një vlerësim të shpejtë të potencialit energjetik.

Tabela 1. 1. Shpejtësia mesatare e erës 10 m mbi tokë dhe densiteti energjetik për disa qytete të Shqipërisë [1].

Muajt	Durrësi	Kavaja	Tepelena	Saranda	Vlora	Mesatarja
Janar	4.2	5.0	5.8	4.9	5.1	5.00
Shkurt	4.5	5.1	5.7	4.9	5.2	5.08
Mars	4.2	4.6	5.9	4.8	4.5	4.80
Prill	4.1	4.5	4.3	4.6	4.4	4.38
Maj	3.6	3.7	4.6	4.3	4.1	4.06
Qershor	3.4	4.1	4.4	4.5	4.1	4.10
Korrik	3.3	4.3	3.5	4.6	3.9	3.92
Gusht	3.2	4.0	3.5	4.4	3.8	3.78
Shtator	3.3	4.3	4.1	4.1	4.0	3.96
Tetor	3.6	4.7	5.3	4.5	4.5	4.52
Nëntor	4.2	4.9	4.7	4.7	4.6	4.61
Dhjetor	4.4	5.1	5.6	5.0	5.0	5.02
Densiteti nga	75	100	100	110	100	100
në (W/m ²)	150	230	235	250	230	230

Në Shqipëri matjet e shpejtësisë dhe drejtimit të erës realizohen nga disa stacione metrologjike të instaluar në disa qytete të vendit, por që vendodhja e tyre nuk është e përshtatshme për studimin e zonave me interes në Shqipëri. Sipas publikimeve në vite nga Instituti i Hidrometeorologjisë, shpejtësia e erës në qytete të ndryshme të Shqipërisë na ndihmon për të krijuar një ide të përgjithshme mbi potencialin energjetik të vendit [1]. Në Tabelën 1.1 dhe 1.2 jepen përkatësisht shpejtësitë mujore për disa qytete dhe densiteti energjetik.

Nga Tabela 1.1 vihet re, se muajt e vjeshtës dhe të dimrit kanë shpejtësi mesatare më të lartë krahasuar me muajt e pranverës dhe të verës. Në qytetin e Durrësit, muaji që ka shpejtësi më të lartë është muaji Shkurt dhe me shpejtësi më të ulët është muaji Gusht. Në qytetin e Kavajës, muaji me shpejtësi më të lartë është Shkurti dhe Dhjetori, ndërsa me shpejtësi më të ulët është muaji Maj. Në qytetin e Tepelenës muaji me shpejtësi më të lartë është Marsi dhe me shpejtësi më të ulët është Korriku dhe Gushti. Në qytetin e Sarandës, muaji me shpejtësi më të lartë është Dhjetori dhe me shpejtësi më të ulët është Maji. Për Vlorën shihet se muaji me shpejtësi më të lartë është Dhjetori dhe me shpejtësi më të ulët është Gushti. Densiteti energjetik për njësi të sipërfaqes luhet nga 100 në 250 W/m².

Tabela 1. 2. Shpërndarja; shpejtësia mesatare; densiteti energjetik i erës për zonën bregdetare sipas lartësisë [1].

Orë/v	10m (m/s)		50m (m/s)		75m (m/s)	
8760	(W/m²)		(W/m²)		(W/m²)	
6230	>3	30	3.9	60	4.5	100
5000	>4	70	5.2	160	6.0	250
4300	>5	150	6.5	300	7.5	500
3100	>6	250	7.8	550	9.0	800
1400	>7	400	9.1	830	10.5	1300
V _{mes} /P	4.5 m/s	100	6.0 m/s	250	7.0	400

Nga Tabela 1.2 shihet se shpejtësia e erës është e përshtatshme për tu shfrytëzuar për lartësi mbi 50 m mbi tokë. Kjo për arsye se me rritjen e lartësisë nga toka shpejtësia e erës rritet. Kështu për lartësi 10 m mbi tokë shpejtësia e erës vlerësohet 4.5 m/s ndërsa densiteti i fuqisë për njësi të sipërfaqes është 100 W/m². Për lartësi 50 m mbi tokë shpejtësia mesatare e erës vlerësohet 6 m/s dhe densiteti i fuqisë vlerësohet 250 W/m². Ndërsa për lartësi 75 m shpejtësia mesatare është vlerësuar 7 m/s dhe densiteti i fuqisë është 400 W/m².

1.6. Ndikimi i vlerësimit të potencialit energjetik të erës në fisibilitetin e shfrytëzimit të saj

Vlefshmëria ekonomike e një projekti të energjisë së erës, pra vlerësimi nëse projekti është ose jo fisibel varet nga një sërë faktorë. Më kryesori prej të cilëve është potenciali energjetik. Për të vlerësuar potencialin energjetik, në literaturë rajone të ndryshme sipas potencialit energjetik që ato kanë ndahen në disa klasa si në Tabelën 1.3 [4], [11].

Tabela 1.3. Klasifikimi i densitetit të fuqisë së erës në lartësinë 50m.

Klasa	Potenciali	Densitet i fuqisë (W/m ²)	Shpejtësia në 50 m (m/s)
1	I varfër	0 – 200	0.0 – 5.6
2	Kritik	200 – 300	5.6 – 6.4
3	Premtues	300 – 400	6.4 – 7.0
4	I mirë	400 – 500	7.0 – 7.5
5	I shkëlqyer	500 – 600	7.5 – 8.0
6	Mbi pritshmëritë	600 – 800	8.0 – 8.5
7	Ekstremisht i mirë	> 800	> 8.6

Natyrisht, sa më i saktë të jetë vlerësimi i burimit të energjisë, aq më i saktë do të jetë parashikimi i vlefshmërisë ekonomike të projektit. Kështu, në [11] bëhet një studim mbi ndikimin e saktësisë së vlerësimit të burimit të erës në vlefshmërinë ekonomike të 33 turbinave me fuqi < 50 kW të instaluar në 91 vende të ndryshme. Në këtë studim janë pranuar dy burime të dhënash, të cilët herë e mbivlerësojnë dhe herë e nënvlerësojnë potencialin energjetik të këtyre vendeve. Këto burime të dhënash janë në formën e atlaseve të erës, të cilat janë ndërtuar nga autoritetet lokale me qëllim reduktimin e barrierave për një vlerësim të shpejtë të potencialit energjetik. Theksi është vënë në vlerësimin e saktë të potencialin energjetik sepse mbi 30 % të vendeve janë vlerësuar si të vlefshëm nga ana ekonomike ndërkohë që nuk janë. Pavarësisht se studimi i kryer është për turbina me fuqi të vogël, për impiantet me fuqi të mëdha duhet të tregohet kujdes akoma më i madh në këtë drejtim.

1.7. Përfundime

Në këtë kapitull u trajtuan koncepte të vlerësimit të burimit të energjisë së erës, duke filluar me rëndësinë e vlerësimit të saktë të burimeve të saj. U trajtuan mënyrat e përvetësimit të të dhënave, sfidat e vlerësimit të burimeve, metodat që përdoren për vlerësimin e karakteristikave të profilit të erës, burimit rajonale të erës në Shqipëri, si dhe densiteti i fuqisë për njësi të sipërfaqes në disa rrethe bazuar në matjet e Institutit të Hidrometeorologjisë. Në fund u trajtua ndikimi i vlerësimit të potencialit energjetik në vlefshmërinë ekonomike të një projekti të energjisë së erës.

2

KARAKTERISTIKAT E PROFILIT TË ERËS

2.1. Hyrje

Hapi i parë për të investuar në drejtim të shfrytëzimit të energjisë së erës me qëllim prodhimin e energjisë elektrike është studimi i karakteristikave të profilit të erës. Njohja e karakteristikave të profilit të erës në një vend të caktuar nevojitet për; projektimin e sistemit, zgjedhjen e turbinës së përshtatshme, vlerësimin e performancës së sistemit të projektuar, prodhimin e energjisë, efektivitetin e kostos, vlerësimin ose parashikimin e përshtatshmërisë së një vendi për instalimin e një ose me shumë turbina, menaxhimin e ngarkesës, vendimmarrje operationale, parashikimin e mirëmbajtjes, parashikimin e jetëgjatësisë së sistemit etj [4].

Njohja e karakteristikave të erës kërkon matje të shpejtësisë, drejtimit dhe parametrave të tjerë të saj. Shpejtësia e erës është një parametër i cili ndryshon në kohë dhe në hapësirë, prandaj siç u përmend në kapitullin e mësipërm në varësi nga qëllimi i studimit matjet duhet të jenë; afatgjata (disa vjeçare), një vjeçare, ditore, ose afatshkurtra. Matjet e parametrave të erës me qëllim vlerësimin e potencialit energjetik duhet të bëhen të paktën për një periudhë pesëvjeçare, por në disa raste, në pamundësi të sigurimit të tyre, mund të shfrytëzohen matje për periudha më të shkurtra [4], [14].

Për vlerësimin e serive kohore të matjeve të shpejtësisë, drejtimit dhe parametrave të tjerë të erës shfrytëzohen metoda të ndryshme të drejtpërdrejta ose statistikore, saktësia e vlerësimit të të cilave varet shumë nga madhësia dhe kohëzgjatja e të dhënave. Në grupin e metodave të drejtpërdrejta përmendim; përdorimin e drejtpërdrejtë, metodën e intervaleve dhe metodën e kurbës së kohëzgjatjes së shpejtësisë dhe fuqisë. Shpesh herë këto metoda shfaqin kufizime për të interpretuar të dhënat, si dhe e kanë të pamundur të japin vlerësime për periudhat në të cilat mungojnë të dhënat. Për të tejkaluar këto të meta përdoren metodat statistikore. Në literature pranohet që seritë kohore të ndryshimit të shpejtësisë së erës i binden shpërndarjeve probabilitare Weibull dhe Rayleigh [4], [14], [15]. Shpërndarja probabilitare Weibull është funksion me dy parametra; koeficienti i formës k (-) dhe koeficienti i shkallës c (m/s).

Shpërndarja probabilitare Rayleigh është funksion i një parametri, koeficientit të shkallës c (m/s). Shpesh shpërndarja Rayleigh shihet si rast i veçantë i shpërndarjes Weibull ku koeficienti i formës $k = 2$.

Për analizën e karakteristikave të erës në rajonin e gadishullit të Karaburunit janë përdorur të dhënat e përfuara nga Atlasi Ballkanik i Erës për një periudhë 34 vjeçare (1981-2014). Matjet janë kryer çdo një orë në lartësinë 50 m mbi toke (40.39°V; 19.34°L). Meqenëse rajoni i Karaburunit është bregdetar, presioni atmosferik dhe temperatura e ajrit në këtë studim janë pranuar vlera standard, përkatësisht 101.3 kPa dhe 15°C.

Pas kësaj hyrje në paragrafin 2.2 jepet përdorimi i metodave të drejtpërdrejta. Në paragrafin 2.3 diskutohet mbi shpërndarjet probabilitare Weibull dhe Rayleigh. Në paragrafin 2.4 diskutohet mbi shpërndarjen vertikale të erës. Në paragrafin 2.5 jepet trëndafili i erës. Ndërsa në paragrafin 2.6 jepen disa përfundime të çështjeve kryesore të trajtuara përgjatë kapitullit.

2.2. Metodat e drejtpërdrejta të analizës dhe karakterizimit të burimit

2.2.1. Përdorimi i drejtpërdrejtë i të dhënave

Supozojmë se jepet një seri prej n vrojtimesh të shpejtësisë mesatare të erës v_i , gjatë intervalit të kohës Δt (p.sh. 1 orë). Këto të dhëna përdoren për të llogaritur parametrat e mëposhtëm [4], [15], [16]:

- Shpejtësinë mesatare të erës për të gjithë periudhën e matjeve v_m .

$$v_m = \frac{1}{n} \sum_{i=1}^n v_i \quad (2.1)$$

- Devijimin standard të shpejtësisë σ_m .

$$\sigma_v = \sqrt{\frac{1}{n-1} \sum_{i=1}^n (v_i - v_m)^2} \quad (2.2)$$

- Densitetin mesatar të fuqisë së erës për njësi të sipërfaqes $p(v)$.

$$p(v) = \frac{P_m(v)}{S} = \frac{1}{2} \rho v_m^3 \quad (2.3)$$

ku ρ , është densiteti i ajrit në kg/m^3 .

- Densitetin mesatar të energjisë për njësi të sipërfaqes në një interval kohor Δt .

$$\frac{E_m}{S} = \frac{1}{2} \rho \Delta t \sum_{i=1}^n v_i^3 = p(v) n \Delta t \quad (2.4)$$

- Fuqinë mesatare të turbinës P_{mT} për një seri kohore të shpejtësisë së erës.

$$P_{mT} = \frac{1}{n} \sum_{i=1}^n P_T(v_i) \quad (2.5)$$

ku $P_T(v_i)$, është fuqia në dalje të një turbine e përcaktuar sipas kurbës së fuqisë së saj.

- Energjinë e turbinës së erës E_T .

$$E_T = \sum_{i=1}^n P_T(v_i)(\Delta t) \quad (2.6)$$

Në Figurën 2.1 jepet varësia e shpejtësisë mesatare mujore të erës nga viti (1981 – 2014). Vihet re, se muaji që ka shpejtësi mesatare më pak të ndryshueshme gjatë periudhës së marrë në shqyrtim është Qershori, me vlerë minimale dhe maksimale, përkatësisht 4.14 m/s dhe 6.47 m/s. Muaji që ka shpejtësi mesatare më të ndryshueshme është Tetori me shpejtësi minimale dhe maksimale, përkatësisht 3.92 m/s dhe 10.52 m/s.

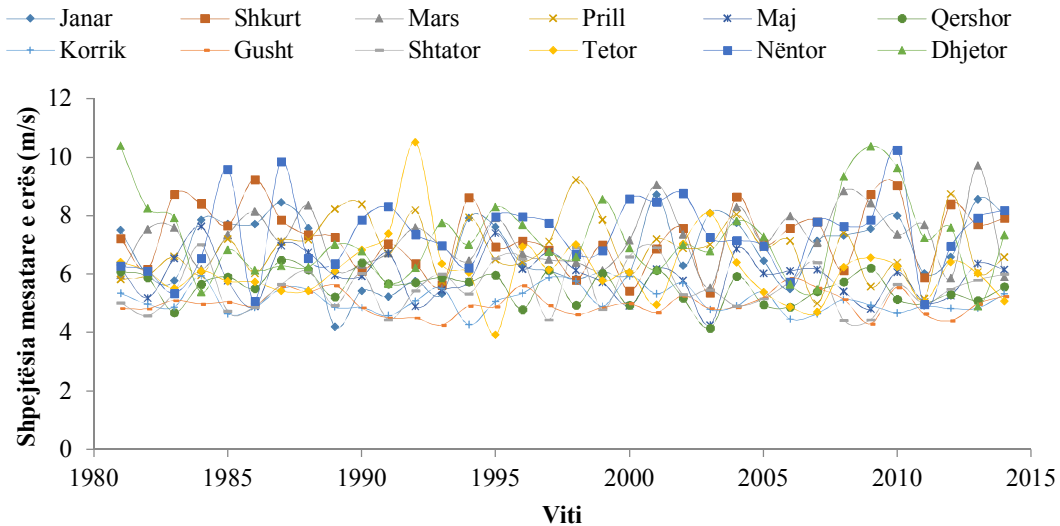


Figura 2. 1. Vlerat mesatare mujore të shpejtësisë së erës për çdo vit.

Në Figurën 2.2 tregohet variacioni i shpejtësisë mesatare të muajve për të gjithë periudhën e marrë në shqyrtim. Nga grafiku shihet se muajt e verës janë me shpejtësi mesatare më të ulët, ku shpejtësia më e vogël i përket muajit Gusht me vlerë 4.99 m/s. Shpejtësia mesatare më e madhe shfaqet gjatë muajve të vjeshtës dhe të dimrit me shpejtësi maksimale në muajin Nëntor me vlerë 7.35 m/s.

Figura 2.3 paraqet shpejtësitë mesatare vjetore, vleftat e të cilave në të gjithë periudhën ndryshojnë në diapazonin midis vleftës minimale dhe maksimale, përkatësisht 5.55 m/s dhe 6.99 m/s. Shpejtësia mesatare për të gjithë periudhën e matjeve rezulton 6.33 m/s.

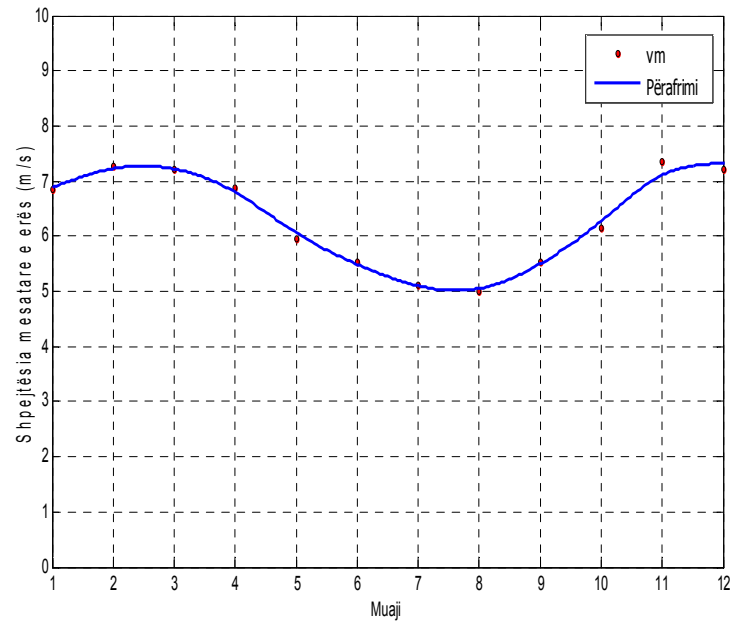


Figura 2. 2. Vlerat mesatare mujore të shpejtësisë së erës (1981-2014).

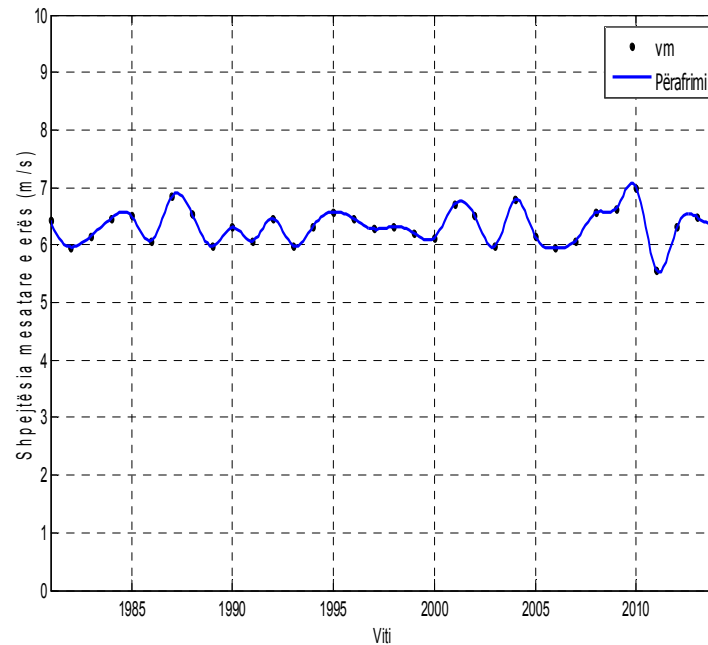


Figura 2. 3. Vlerat mesatare vjetore të shpejtësisë së erës për çdo vit (1981-2014).

2.2.2. Metoda e intervaleve

Metoda e intervaleve përdoret për të paraqitur të dhënat në mënyrë kompakte, si dhe për të përcaktuar energjinë që mund të prodhohet nga një turbinë. Fillimisht të dhënat duhet të

shpërndahen në intervale në të cilat ato shfaqën. Për thjeshtësi llogaritjesh rekomandohet që intervalet të merren me madhësi të barabartë [4].

Le të supozojmë se të dhënat janë shpërndarë në n_i intervale me gjerësi d , me pikë mesi m_j , dhe me numër ngjarjesh në secilin interval f_j , në mënyrë të tillë që:

$$n = \sum_{j=1}^{n_i} f_j \quad (2.7)$$

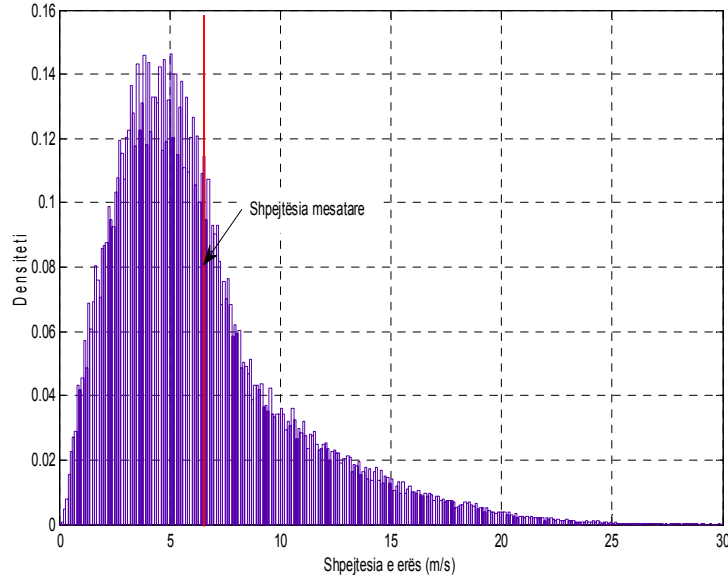


Figura 2. 4. Shpërndarja e shpejtësive të matura të erës për të gjithë periudhën, me gjerësi intervali 0.1 m/s.

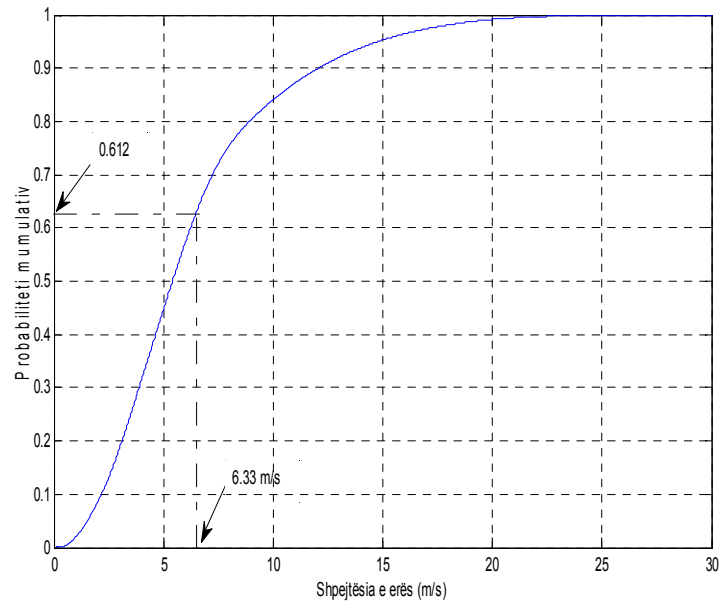


Figura 2. 5. Funksioni i densitetit kumulativ për të dhënat e matura për të gjithë periudhën.

Të gjitha madhësitë e shprehura nëpërmjet ekuacioneve (2.1) - (2.6), përcaktohen sipas shprehjeve të mëposhtme:

$$v_m = \frac{1}{n} \sum_{j=1}^{n_i} m_j f_j \quad (2.8)$$

$$\sigma_v = \sqrt{\frac{1}{n-1} \left\{ \sum_{j=1}^{n_i} m_j^2 f_j - n v_m^2 \right\}} \quad (2.9)$$

$$p(v) = \frac{1}{2n} \rho \sum_{j=1}^{n_i} m_j^3 f_j \quad (2.10)$$

$$P_{m_T} = \frac{1}{n} \sum_{j=1}^{n_i} P_T(m_j) f_j \quad (2.11)$$

$$E_T = \sum_{j=1}^{n_i} P_T(m_j) f_j \Delta t \quad (2.12)$$

Në Figurën 2.4 jepet shpërndarja e shpejtësive të erës në 300 intervale dhe me gjerësi intervali 0.1 m/s. Nga figura shihet se ngjarjet me probabilitet më të lartë shfaqen për vlera shpejtësie më të vogla se shpejtësia mesatare 6.33 m/s.

Në Figurën 2.5 jepet densiteti kumulativ i shpejtësive të erës. Nga kjo kurbë shihet se 61.2% e të dhënave të matura përfshihen në intervalin midis 0 dhe 6.33 m/s. Ndërsa 38.8% e të dhënave në intervalin midis 6.33 dhe 30 m/s. Shpejtësitë më të mëdha se 25 m/s ndeshen rrallë.

2.2.3. Kurbat e kohëzgjatjes së shpejtësisë dhe fuqisë

Kurbat e kohëzgjatjes së shpejtësisë dhe të fuqisë përdoren kryesisht në rastet kur duam të krahasojmë potencialin energjetik të vendeve të ndryshme. Në figurën 2.6 është paraqitur kurba e kohëzgjatjes së një vlere të caktuar të shpejtësisë së erës. Në boshtin vertikal të figurës 2.6 është vendosur shpejtësia e erës, ndërsa në boshtin horizontal kohëzgjatja vjetore e erës me këtë shpejtësi. Kjo figurë jep një ide të qartë për natyrën e regjimit të erës. E gjithë zona që ndodhet poshtë kurbës përfshin të gjitha vlerat e matura. Sa më e sheshtë të jetë kjo kurbë aq më konstante është shpejtësia e erës, sa më e pjerrët të jetë aq më i ndryshueshëm është regjimi i saj [4].

Një kurbë që tregon kohëzgjatjen e shpejtësisë mund të konvertohet në një kurbë që tregon kohëzgjatjen e fuqisë për një turbinë me parametra teknik të caktuar. Për ndërtimin e kurbave të kohëzgjatjes së shpejtësisë dhe të fuqisë duhet të ndjekim hapat e mëposhtëm [4]:

- Rendisim të dhënat në intervale,

- Përcaktojmë numrin e orëve që një vlerë e caktuar e shpejtësisë ose fuqisë për njësi të sipërfaqes është tejkaluar,
- Ndërtojmë kurbat.

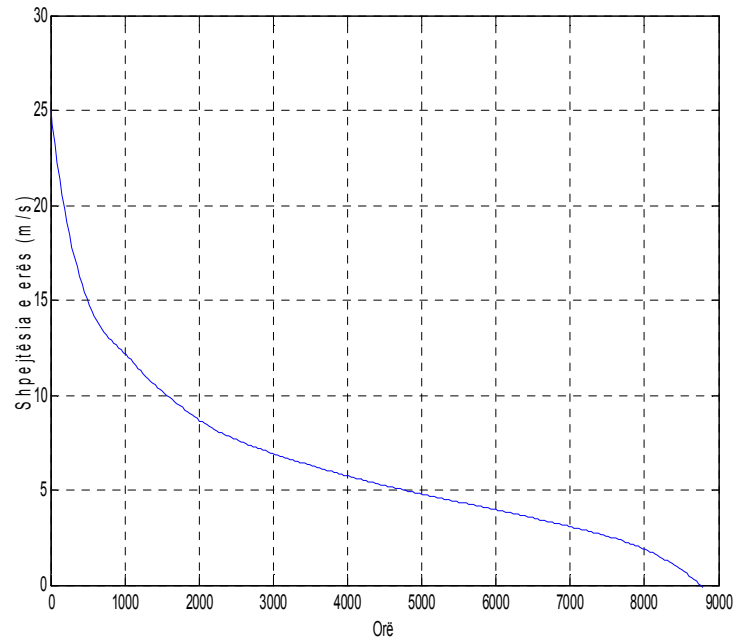


Figura 2. 6. Kurba e kohëzgjatjes së shpejtësisë për vitin 2014.

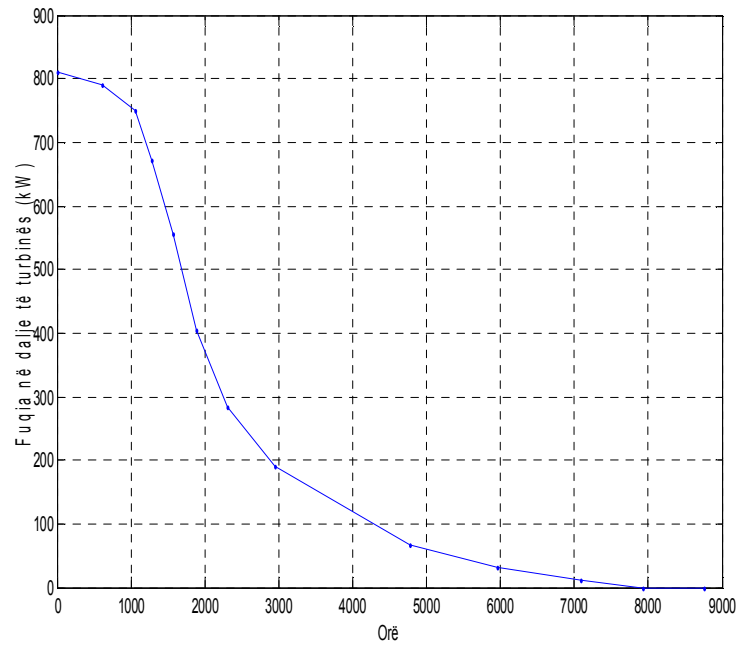


Figura 2. 7. Kurba e kohëzgjatjes së fuqisë së turbinës E 48 për vitin 2014.

Për të ndërtuar kurbën e kohëzgjatjes së fuqisë, dallojmë dy raste; kurbën e kohëzgjatjes së fuqisë së erës dhe kurbën e kohëzgjatjes së fuqisë së turbinës. Kurba e kohëzgjatjes së fuqisë së turbinës është më poshtë se ajo e fuqisë së erës, kjo për shkak të humbjeve aerodinamike në turbinë të cilat merren parasysh nëpërmjet koeficientit të performancës (fuqisë) C_p [4].

Për të ndërtuar kurbën e kohëzgjatjes së fuqisë në dalje të një turbine, është zgjedhur një turbinë reale e tipit ENERCON (E48) me shpejtësi nisje $v_c = 2m/s$, shpejtësi nominale $v_r = 14m/s$ dhe shpejtësi frenimi $v_f = 30m/s$. Diametri i turbinës është 48 m. Sipërfaqja që zënë tehet e rotorit $1,810 m^2$. Fuqia nominale e turbinës është $P_n = 810kW$. Në Figurën 2.7, jepet kurba e kohëzgjatjes së fuqisë për turbinën E48. Në këtë kurbë shihet se turbina do të punojë gati 1,000 orë në vit me fuqi në dalje nga 750 deri në 810 kW. Gjithashtu shihet se turbina do të punojë 2,000 orë në vit me fuqi në dalje nga 350 deri në 810 kW. Për vendet të cilat kanë potencial të lartë të energjisë së erës është tipar i tyre që për një kohë të gjatë të kenë vlera të mëdha të fuqisë në dalje.

2.3. Metodatat statistikore të analizës dhe karakterizimit të burimit

Të dhënat e shpejtësisë së erës në formën e serive të kohës zakonisht jepen në formën e shpërndarjes në frekuencë, për shkak se paraqitja në këtë formë është më e thjeshtë për analizën statistikore. Si rrjedhojë, të dhënat në formën e serisë së kohës kalohen në formën e shpërndarjes probabilitare [4].

Dy funksionet më të zakonshme për përshtatjen e shpërndarjes probabilitare të shpejtësive të matura të erës në një vend, për një periudhë kohe të caktuar janë shpërndarjet Weibull dhe Rayleigh. Të gjitha shpërndarjet statistikore përdoren me qëllim përcaktimin e probabilitetit të ngjarjeve [4].

2.3.1. Funksioni i densitetit probabilitar Weibull

Shpërndarja statistikore Weibull përdoret gjerësisht për karakterizimin e profilit të erës në një vend të caktuar. Kjo sepse funksioni i densitetit të probabilitetit (PDF) me dy parametra Weibull është provuar të jetë i përshtatshëm dhe i saktë për një sërë shpërndarjesh statistikore. PDF Weibull jepet sipas shprehjes së mëposhtme [14], [16], [17].

$$f(v) = \left(\frac{k}{c}\right) \left(\frac{v}{c}\right)^{k-1} \exp \left[-\left(\frac{v}{c}\right)^k \right], \quad (2.13)$$

ku $f(v)$ është probabiliteti që shpejtësia e erës të ketë shpejtësinë v . k është koeficienti i formës pa dimensione dhe c është koeficienti i shkallës në (m/s).

Funksioni i densitetit kumulativ Weibull (CDF) $F(v)$, jepet:

$$F(v) = 1 - \exp \left[- \left(\frac{v}{c} \right)^k \right] \quad (2.14)$$

Ekzistojnë disa metoda për përcaktimin e koeficientit të formës dhe koeficientit të shkallës. Nga këto metoda, referuar literaturës [14], [16], [17] veçojmë:

1. Metoda grafike (GM),

Grafiku ndërtohet në mënyrë të tillë që shpërndarja kumulative Weibull të jetë një vijë e drejtë, ku pjerrësia e vijës përcakton koeficientin e formës k . Le të marrim logaritmin e të dy anëve të ekuacionit (2.14), i cili jepet si:

$$(1 - F(v))^{-1} = e^{\left(\frac{v}{c} \right)^k} \quad (2.15)$$

$$\ln[-\ln[1 - F(v)]] = k(\ln v - \ln c) \quad (2.16)$$

Ekuacioni i mësipërm jep marrëdhënien midis $\ln(v)$ dhe $\ln[-\ln\{1 - F(v)\}]$. Prandaj në boshtin horizontal të këtij grafiku vendoset v , ndërsa në boshtin vertikal vendoset $\ln(1 - F(v))^{-1}$. Rezultati jep një vijë të drejtë me pjerrësi k . Për $v = c$, fillimisht gjejmë që $F(v) = 1 - e^{-1} = 0.632$ dhe për vlerësimin e koeficientit të shkallës c , heqim një drejtëz horizontale në $F(v) = 0.632$. Pika e ndërprerjes me vijën Weibull jep vlerën e c [17].

2. Metoda e momenteve (MOM),

Metoda e momenteve është një mënyrë tjetër për përcaktimin e koeficienteve Weibull. Koeficienti i formës dhe i shkallës përcaktohen sipas shprehjeve të mëposhtme [17]:

$$k = \left(\frac{0.9874}{\frac{\sigma_v}{v_m}} \right)^{1.0983} \quad (2.17)$$

$$v_m = c \Gamma \left(1 + \frac{1}{k} \right) \quad (2.18)$$

ku $\Gamma(x)$, është funksioni gama i x -it.

3. Metoda e devijimit standard (STDM) [17],

Në bazë të metodës së devijimit standard, për të përcaktuar koeficientet Weibull fillimisht duhet të përcaktohet shpejtësia mesatare sipas Ekuacioneve (2.1) ose (2.8) dhe devijimi standard sipas Ekuacioneve (2.2) ose (2.9). Koeficienti i formës dhe ai i shkallës sipas kësaj metode jepet më poshtë:

$$k = \left(\frac{\sigma}{v_m} \right)^{-1.086} \quad (2.19)$$

$$c = \frac{v_m}{\Gamma\left(1 + \frac{1}{k}\right)} \quad (2.20)$$

Në disa hulumtime shkencore kjo metodë quhet metoda empirike (EM) dhe shpesh shihet si rast i veçantë i metodës së momenteve.

4. Metoda e përngjasisë maksimale (MLM),

Kjo metodë është më e përdorur në përcaktimin e koeficienteve të shpërndarjes Weibull, për shkak se jep rezultate me të mira në përcaktimin e karakteristikave të erës. Shprehjet për përcaktimin e koeficienteve jepen [17]:

$$k = \left(\frac{\sum_{i=1}^n v_i^k \ln(v_i)}{\sum_{i=1}^n v_i^k} - \frac{\sum_{i=1}^n \ln(v_i)}{n} \right)^{-1} \quad (2.21)$$

$$c = \left(\frac{1}{n} \sum_{i=1}^n v_i^k \right)^{1/k} \quad (2.22)$$

ku i është shpejtësia e matur në sekuencën e i -të dhe n është numri i matjeve.

Zgjidhja e kësaj metode bëhet në rrugë iterative duke shfrytëzuar metodën numerike shumë të njohur Newton - Raphson. Kjo metodë do të përdoret për studimin e mëtejshëm të karakteristikave të erës. Zgjidhja e saj bëhet me ndihmën e softit MATLAB.

5. Metoda e densitetit të fuqisë (PDM);

Për të përfutur koeficientin e formës dhe të shkallës sipas kësaj metode, fillimisht duhet të përcaktohet koeficienti i modelit të energjisë E_{pf} . Ky koeficient përcaktohet si raporti i sasisë totale të fuqisë që ka era me fuqinë e llogaritur duke ngritur shpejtësinë mesatare në kub [17]. Pra, sipas shprehjes së mëposhtme:

$$E_{pf} = \frac{\frac{1}{n} \sum_{i=1}^n v_i^3}{\left(\frac{1}{n} \sum_{i=1}^n v_i \right)^3} = \frac{\Gamma\left(1 + \frac{3}{k}\right)}{\Gamma^3\left(1 + \frac{1}{k}\right)} \quad (2.23)$$

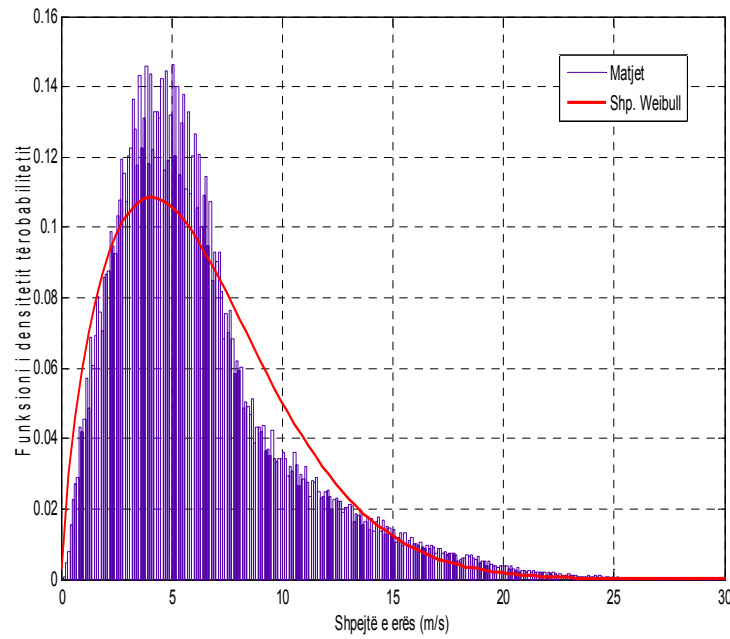


Figura 2. 8. Shpërndarja e densitetit të probabilitetit për të dhënat e matura, shpërndarja Weibull (1981-2014).

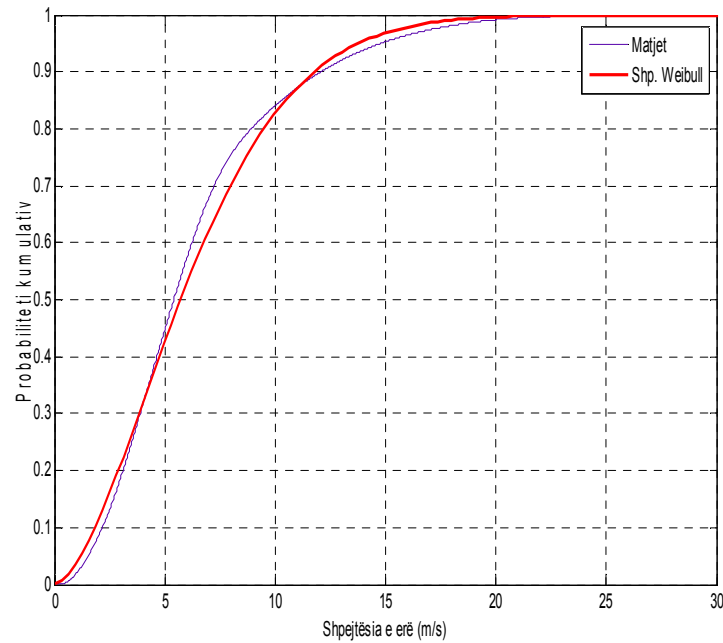


Figura 2. 9. Krahësimi i probabilitetit kumulativ të matjeve me probabilitetin kumulativ sipas shpërndarjes Weibull.

Si rrjedhojë, koeficienti i formës dhe i shkallës, mund të përcaktohen sipas shprehjeve të mëposhtme:

$$k = 1 + \frac{3.69}{E_{pf}^2} \quad (2.24)$$

$$c = \frac{v_m}{\Gamma\left(1 + \frac{1}{k}\right)} \quad (2.25)$$

6. Metoda e përngjasisë maksimale e modifikuar (MMLM);

Kjo metodë përdoret vetëm në rast se të dhënat e shpejtësisë së erës jepen në formën e shpërndarjes probabilitare Weibull. Duke shënuar me v_i , shpejtësinë e mesit të intervalit i , me n numrin e intervaleve, $f(v_i)$ paraqet frekuencën Weibull për diapazonin e shpejtësisë së erës brenda intervalit i , si dhe $f(v \geq 0)$ është probabiliteti i shpejtësisë së erës më i madh ose i barabartë me zero [17]. Koeficientet Weibull mund të përcaktohen si më poshtë:

$$k = \left[\frac{\sum_{i=1}^n v_i^k \ln(v_i) f(v_i)}{\sum_{i=1}^n v_i^k f(v_i)} - \frac{\sum_{i=1}^n \ln(v_i) f(v_i)}{f(v \geq 0)} \right]^{-1} \quad (2.26)$$

$$c = \left[\frac{1}{f(v \geq 0)} \sum_{i=1}^n (v_i)^k f(v_i) \right]^{1/k} \quad (2.27)$$

Nga metodat e mësipërme, për llogaritje do të përdorim MLM. Parametrat e llogaritur nëpërmjet kësaj metode, përdoren për llogaritjen e karakteristikave të profilit të erës si më poshtë:

$$v_m = c \Gamma\left(1 + \frac{1}{k}\right) \quad (2.28)$$

$$\sigma_v = \sqrt{c^2 \left\{ \Gamma\left(1 + \frac{2}{k}\right) - \left[\Gamma\left(1 + \frac{1}{k}\right) \right]^2 \right\}} \quad (2.29)$$

$$v_{E\max} = c \left(\frac{k+2}{k} \right)^{\frac{1}{k}} \quad (2.30)$$

$$v_{mp} = c \left(\frac{k-1}{k} \right)^{\frac{1}{k}} \quad (2.31)$$

$$p(v) = \frac{P(v)}{S} = \frac{1}{2} \rho c^3 \Gamma\left(1 + \frac{3}{k}\right) \quad (2.32)$$

ku v_{Emax} (m/s) është shpejtësia me energjinë maksimale, v_{mp} (m/s) është shpejtësia më probabël ose moda, $p(v)$ (W/m²) është densiteti i fuqisë për njësi të sipërfaqes, S është sipërfaqja në (m²) [12], [15], [16].

Në tabelën 2.1 pasqyrohen karakteristikat e profilit të erës në rajonin e Karaburunit për çdo vit për të gjithë periudhën e matjeve në dispozicion. Në tabelë jepet shpejtësia mesatare faktike, shpejtësia mesatare e llogaritur sipas shpërndarjes Weibull, koeficienti i formës, koeficienti i shkallës, devijimi standard faktik, devijimi standard sipas shpërndarjes Weibull, si dhe densiteti i fuqisë për njësi të sipërfaqes.

Tabela 2. 1. Karakteristikat e profilit të erës në rajonin e Karaburunit sipas shpërndarjes Weibull.

Vitet	v [m/s]	v_w [m/s]	k [-]	c [m/s]	σ [m/s]	σ_w [m/s]	$p(v)$ [w/m ²]
1981	6.43	6.22	1.67	6.97	3.83	3.83	282.98
1982	5.96	6.45	1.77	7.24	4.02	3.75	291.91
1983	6.16	6.00	1.58	6.68	3.96	3.87	272.04
1984	6.46	6.19	1.67	6.93	4.16	3.82	278.13
1985	6.51	6.54	1.64	7.31	4.24	4.09	335.66
1986	6.08	6.11	1.64	6.83	4.00	3.83	273.78
1987	6.85	6.88	1.70	7.71	4.29	4.17	373.04
1988	6.54	6.57	1.77	7.38	3.91	3.82	309.18
1989	5.98	6.02	1.65	6.73	3.89	3.74	259.46
1990	6.31	6.33	1.72	7.10	3.89	3.79	286.45
1991	6.07	6.11	1.66	6.83	3.91	3.77	268.70
1992	6.46	6.50	1.64	7.26	4.24	4.08	328.82
1993	5.99	6.02	1.68	6.74	3.81	3.68	253.61
1994	6.33	6.36	1.67	7.12	4.06	3.92	301.64
1995	6.58	6.60	1.71	7.40	4.07	3.99	327.06
1996	6.46	6.50	1.59	7.24	4.37	4.19	342.73
1997	6.27	6.31	1.63	7.05	4.11	3.97	303.99
1998	6.32	6.35	1.68	7.11	3.98	3.89	297.71
1999	6.20	6.23	1.65	6.96	3.98	3.87	286.99
2000	6.13	6.15	1.76	6.91	3.71	3.62	255.75
2001	6.72	6.74	1.75	7.57	4.08	3.98	338.88
2002	6.50	6.53	1.61	7.29	4.29	4.15	342.81
2003	5.97	6.01	1.64	6.71	3.93	3.77	259.60
2004	6.79	6.82	1.63	7.62	4.43	4.30	383.85
2005	6.15	6.17	1.71	6.92	3.80	3.71	267.45
2006	5.94	5.97	1.75	6.70	3.61	3.53	234.96
2007	6.08	6.11	1.71	6.84	3.78	3.68	258.28
2008	6.57	6.60	1.65	7.38	4.22	4.09	342.14
2009	6.64	6.68	1.56	7.43	4.58	4.37	382.53
2010	6.99	7.02	1.62	7.84	4.60	4.45	422.18
2011	5.55	5.58	1.74	6.26	3.39	3.31	193.17
2012	6.30	6.33	1.70	7.10	3.95	3.83	291.32
2013	6.49	6.53	1.62	7.29	4.31	4.13	339.42
2014	6.43	6.46	1.62	7.22	4.21	4.08	329.74

Nga tabela shohim se vlera më e madhe e densitetit të fuqisë për njësi të sipërfaqes rezulton 422.18 W/m^2 , ndërsa vlera më e vogël rezulton 193.17 W/m^2 . Vlera më e madhe dhe më e vogël e koeficientit të formës është 1.77 dhe 1.56, e koeficientit të shkallës 7.84 dhe 6.26 m/s.

2.3.2. Funkzioni i densitetit probabilitar Rayleigh

Funksioni i densitetit probabilitar (PDF) Rayleigh jepet me anë të shprehjes së mëposhtme:

$$f(v) = \frac{2v}{c^2} e^{-\left(\frac{v}{c}\right)^2} \quad (2.33)$$

ku koeficienti i shkallës c (m/s), shpesh në disa hulumtime shkencore merret i barabartë me shpejtësinë mesatare v_m . Ky fakt e bën këtë shpërndarje probabilitare më të thjeshtë [4], .

Në Figurën 2.8-2.11 jepet krahasimi i densitetit të probabilitetit dhe atij kumulativ për të dhënat e matura dhe modelimi me anë të shpërndarjeve Weibull dhe Rayleigh. Nga analiza e Figurës 2.8, shpërndarja Weibull ka koeficient forme $k = 1.66$ dhe koeficient shkalle $c = 7.12$ m/s. Nga krahasimi në Figurën 2.9, sipas probabilitetit kumulativ Weibull 56% e të dhënave përfshihen në intervalin midis 0 dhe 6.33 m/s. Nga analiza e Figurës 2.10, shpërndarja Rayleigh ka koeficient forme $k = 2$ dhe koeficient shkalle $c = 5.32$ m/s. Nga krahasimi në Figurën 2.11, sipas probabilitetit kumulativ Rayleigh 51% e të dhënave përfshihen në intervalin midis 0 dhe 6.33 m/s. Analiza e mësipërme na tregon se shpërndarja Weibull i përshtatet më mirë të dhënave të matura.

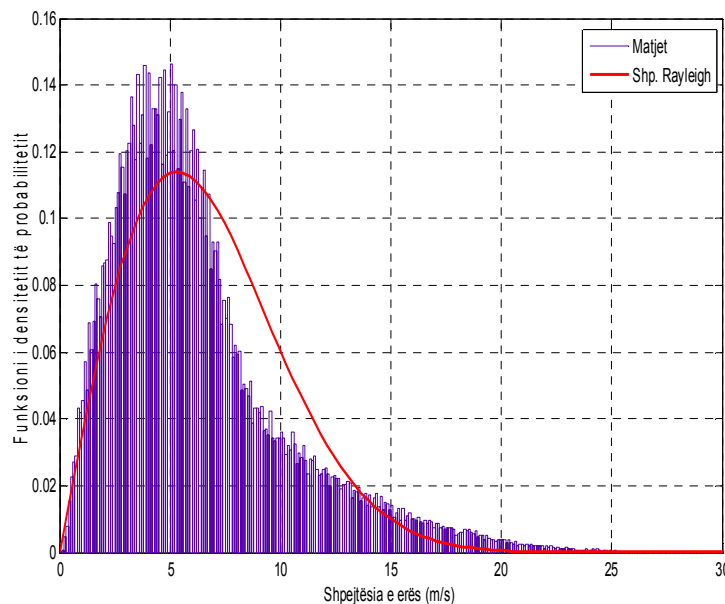


Figura 2. 10. Shpërndarja e densitetit të probabilitetit për të dhënat e matura dhe shpërndarja Rayleigh (1981-2014).

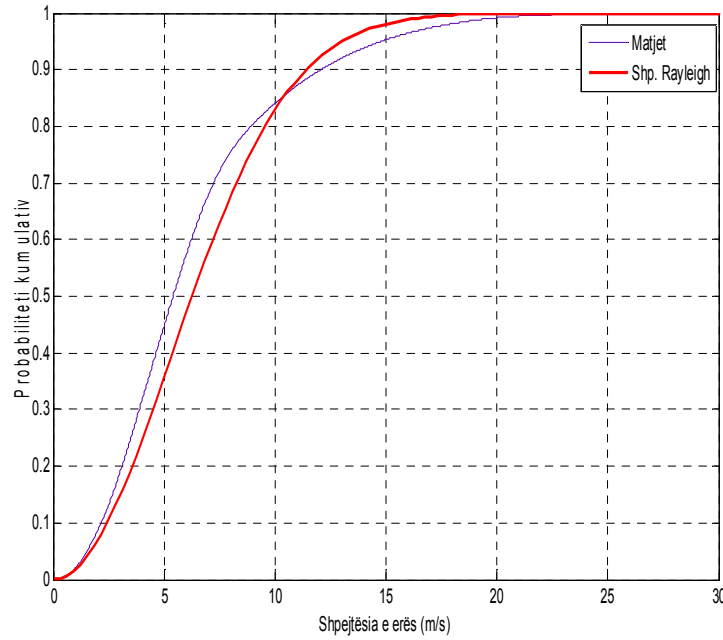


Figura 2. 11. Krahassimi i probabilitetit kumulativ të matjeve me probabilitetin kumulativ sipas shpërndarjes Rayleigh.

Të dhënat e matura në zonën e Karaburunit për 34 vjet, rezultojnë me një shpejtësi mesatare $v_m = 6.33 \text{ m/s}$ dhe me devijim standard $\sigma_v = 4.0663 \text{ m/s}$ sipas ekuacioneve (2.1) dhe (2.2).

2.3.3. Vlerësimi i modelit të shpërndarjes Weibull dhe Rayleigh

Saktësia e shpërndarjes Weibull dhe Rayleigh për vlerësimin e shpejtësisë faktike realizohet duke përdorur koeficientin R^2 , gabimin mesatar kuadratik (RMSE) dhe koeficientin e eficiencës Nash-Sutcliffe (COE) [17]. Këto parametra jepen si më poshtë:

$$R^2 = \frac{\sum_{i=1}^n (y_i - z_i)^2 - \sum_{i=1}^n (x_i - y_i)^2}{\sum_{i=1}^n (y_i - z_i)^2} \quad (2.34)$$

ku

$$R = \sqrt{R^2} \quad (2.35)$$

$$RMSE = \sqrt{\left[\frac{1}{n} \sum_{i=1}^n (y_i - x_i)^2 \right]} \quad (2.36)$$

$$COE = 1 - \frac{\sum_{i=1}^n (y_i - x_i)^2}{\sum_{i=1}^n (y_i - x_m)^2} \quad (2.37)$$

ku y_i është e dhëna faktike e i^{-te} , x_i është rezultati i parashikuar nga metoda, z është mesatarja e të dhënave faktike dhe n është numri i vërtetimeve.

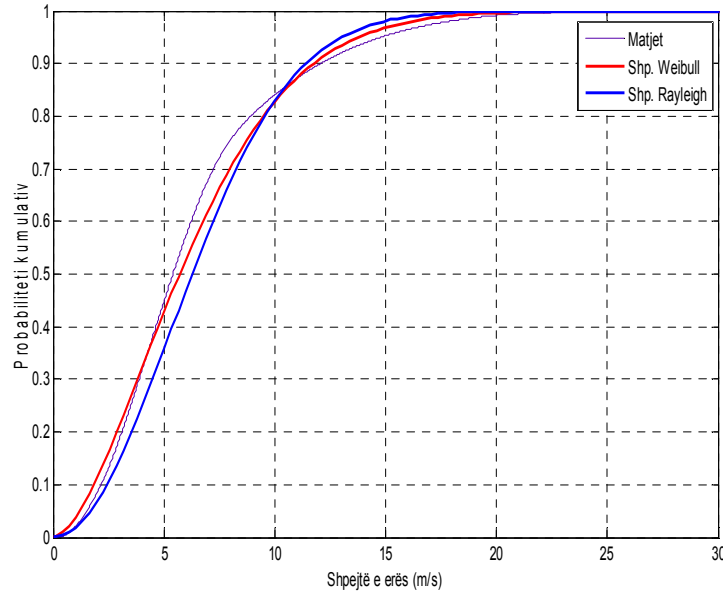


Figura 2. 12. Krahësimi i probabilitetit kumulativ sipas shpërndarjes Weibull me probabilitetin kumulativ sipas shpërndarjes Rayleigh.

Rezultatet vlerësohen duke iu referuar vlerës njësi (ose 100%) për R^2 dhe COE dhe përafrimit drejt zeros të vlerës së RMSE [17]. Në Figurën 2.12 jepet krahasimi i probabilitetit kumulativ sipas shpërndarjes Weibull me probabilitetin kumulativ sipas shpërndarjes Rayleigh.

Është qartësisht e dukshme se shpërndarja Weibull i përshtatet më mirë matjeve. Shpërndarja Weibull do të përdoret për vijimin e studimit.

2.3.4. Prova e përshtatshmërisë/mirësisë

Për të vlerësuar se sa afër të dhënat e matura përshtaten nga një shpërndarje Weibull ose Rayleigh, përdoret mirësia e provës së përshtatshmërisë Kolmogorov-Smirnov (K-S) [18]. Metoda K-S, vlerëson diferencën absolute midis funksionit të shpërndarjes së matjeve $F^*(v)$ dhe funksionit të shpërndarjes Weibull $F(v)$. Shprehja për provën K-S jepet si më poshtë:

$$d = d(v_1, \dots, v_n) = \sqrt{n} \sup_{-\infty < v < \infty} |F^*(v) - F(v)| \quad (2.38)$$

ku n është madhësia e kampionit. Nga vlera d , vlera P e mirësisë K-S, llogaritet duke përdorur shprehjet e mëposhtme:

$$\left\{ \begin{array}{ll} P = 1 & d < 0.22 \\ P = 1 - \frac{\sqrt{2\pi}}{d} \exp\left(\frac{-\pi^2}{8d^2}\right) & 0.22 \leq d \leq 0.80 \\ P = 2 \exp(-2d^2) + \exp(-8d^2) - \exp(-18d^2) & 0.80 < d \leq 3.15 \\ P = 0 & d > 3.15 \end{array} \right. \quad (2.39)$$

Kështu për një vlerë të $\alpha = 5\%$, vlera P mund të krahasohet direkt me α për të testuar hipotezat e mëposhtme:

$$\begin{aligned} H_0 : P &\geq \alpha \\ H_1 : P &< \alpha \end{aligned} \quad (2.40)$$

ku H_0 tregon se hipoteza është nule, kjo do të thotë se shpërndarja Weibull ose Rayleigh i përshtatet profilin të erës në rajonin e Karaburunit. Ndërsa H_1 është hipoteza alternative e cila tregon të kundërtën [18].

2.4. Ekstrapolimi vertikal i profilin të erës

Për shkak të topologjisë së terrenit, shpejtësia e erës ndryshon me rritjen e lartësisë mbi sipërfaqen e tokës. Vlerësimi i shpejtësisë së erës në lartësi të ndryshme, zakonisht llogaritet nëpërmjet dy shprehjeve; ligjit logaritmik dhe ligjit të fuqisë [4]. Përdorimi i tyre bëhet në varësi të kushteve reale të projektimit. Në shumë hulumtime shkencore, për shkak të thjeshtësisë më tepër gjendet i përdorshëm ligji i fuqisë. Ky ligj jepet me anë të shprehjes së mëposhtme:

$$v(h) = v(h_0) \left(\frac{h}{h_0} \right)^\alpha \quad (2.41)$$

ku $v(h)$ është lartësia ku kërkohet të bëhen llogaritjet e shpejtësisë, $v(h_0)$ është shpejtësia e erës në lartësinë ku janë kryer matjet. α quhet koeficienti i ligjit të fuqisë (ose eksponenti i shpërndarjes së erës) i cili varet nga ashpërsia e sipërfaqes [19].

Vlerat e këtij koeficienti luhaten nga 0.05 deri në 0.5 [20]. Vlerat më të vogla korrespondojnë me sipërfaqet e sheshta (p.sh. rërë dhe borë nga 0.05-0.13). Një koeficient shpërndarje 0.25 korrespondon me një terren të ashpër (p.sh. me pengesa konsiderueshëm të mëdha). Vlera më e madhe prej 0.5 korrespondon me projektet në zonat urbane. Nëse karakteristikat e vendit ku realizohet projekti ende nuk janë përcaktuar atëherë vlera 0.14 është e pranueshme për lartësinë mbi 50 m mbi tokë.

2.5. Drejtimi i erës

Në përcaktimin e energjisë së erës, veçanërisht në rastin e parqeve energjetike të erës me shumë turbina, rrjedhimisht dhe të sasisë së elektricitetit që mund të përfitohet prej saj, përveç shpejtësisë shumë me rëndësi është dhe njohja e drejtimit të veprimit të erës, i cili ndryshon vazhdimisht, madje në mënyrë të çrregullt. Për të paraqitur informacionin mbi shpërndarjen e shpejtësisë së erës dhe qëndrueshmërinë e shpërndarjes së saj në drejtime të ndryshme, ndërtohen diagrame polare që në praktikë quhen dhe trëndafilat të erës. Ndërtimi i trëndafilave të erës, realizohet duke u mbështetur në të dhënat e vërtetimeve meteorologjike, për shpejtësinë dhe drejtimin e saj [13] [14].

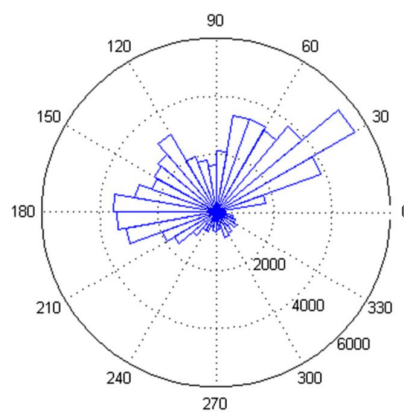


Figura 2. 13. Trëndafilat i erës [21].

Sikur shihet në Figurën 2.13 horizonti në tërë spektrin e tij ndahet, sipas standardit Evropian në 12 sektorë me nga 30° secili. Në një rast më të përgjithshëm, trëndafilat i erës mund të ndahen edhe në 8 ose 16 sektorë si në rastin tonë (Paragrafi 2.5.1.). Rrezet e 16 sektorëve më të jashtëm të pykave gjeruese, tregojnë frekuencat relative të 16 drejtimeve të erës, p.sh. Në sa përqind e kohës era fryn në këtë drejtim. Pyka e dytë jep të njëjtin informacion, por të shumëzuar me shpejtësinë mesatare të erës, për secilin nga drejtimitet e veçanta. Rezultati normal i shumimit të gjitha porcioneve duhet të arrijë në vlerën e përgjithshme 100%. Kjo tregon, ndikimin që ka çdo sektor në shpejtësinë mesatare të erës në një vend të caktuar. Pykat e brendshme, japin të njëjtin informacion por të shumëzuar me shpejtësinë e erës në fuqi të tretë, për vendin e caktuar. Rezultati i shumatores duhet normalizuar për të dhënë në total 100% [22].

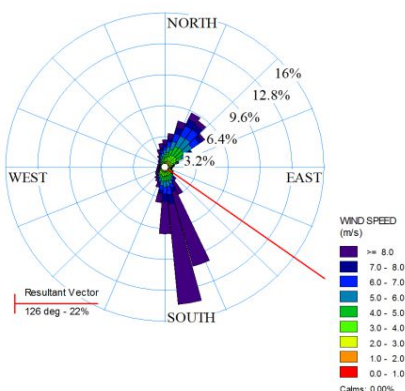
Ndërtimi i trëndafilave të erës, për çdo territor, ku mendohet të ndërtohen parqe me erë, duhet bërë sa më saktë.

2.5.1. Përdorimi i trëndafilit të erës

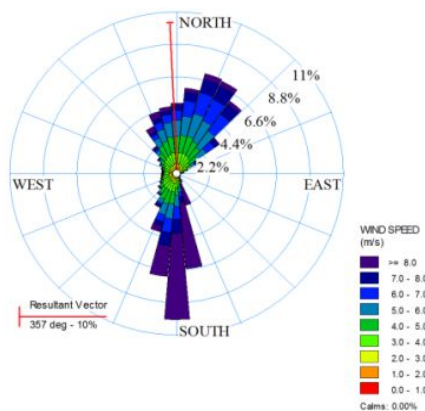
Ashtu si vetë era dhe trëndafili i saj ndryshon nga një vend në tjetrin. Ndërtimi aktual i tij, ka formën e gishtërinjve të dorës. Në Figurën 2.14 paraqitet pamja e trëndafilit të erës për gadishullin e Karaburunit, a) periudha vjeshtë-dimër, b) periudha pranverë-verë dhe c) për të gjitha matjet.

Drejtimi për periudhën Vjeshtë-Dimër mbizotëron në Veri-Lindje dhe Jug-Jug-Lindje me vektor rezultant drejtimi Jug-Lindje, si në Figurën 2.14 a). Drejtimi për periudhën Pranverë-Verë mbizotëron në Veri-Veri-Lindje dhe Jug me vektor rezultant drejtimi Veri, si në Figurën 2.14 b). Ndërsa drejtimi për gjithë periudhën (1981-2014) mbizotëron në Veri-Veri-Lindje dhe Jug-Jug-Lindje me vektor rezultant drejtimi Lindje, si në Figurën 2.14 c).

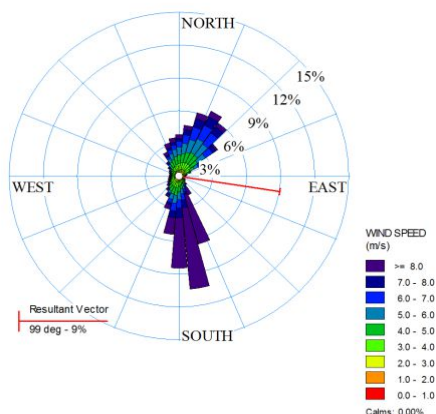
Duhet të kihet gjithnjë parasysh fakti, se të gjitha erërat që vijnë nga rajonet fqinje, kanë karakter shumë të ngjashëm. Në këtë mënyrë, në ato raste ku na mungojnë të dhënat, pa patur frikë për gabime, mund të bëjmë interpolime (përfitim e mesatareve) për ndërtimin e trëndafilit të erës me të dhënat dhe vërtetimet e bëra në rajonet fqinje.



a)



b)



c)

Figura 2. 14. Trëndafili i erës për gadishullin e Karaburunit, a) periudha vjeshtë-dimër, b) periudha pranverë-verë dhe c) për të gjitha të dhënat.

2.6. Përfundime

Era është një burim energjie, karakteristikat e të cilit ndryshojnë në mënyrë të vazhdueshme dhe të rastit në vlerë dhe drejtim. Vlerësimi i potencialit të saj për prodhimin e energjisë në një projekt konkret është i lidhur ngushtësisht me vlerësimin korrekt dhe afatgjatë të të dhënave specifike për çdo rajon. Në këtë kapitull u trajtuan disa metoda për studimin e profilit të erës, duke filluar me përdorimin e metodave të drejtpërdrejta. Më pas u diskutua mbi shpërndarjet probabilitare Weibull dhe Rayleigh si dhe metodat e përcaktimit të koeficientit të formës dhe koeficientit të shkallës. Duke qenë se turbinat e kohës vendosen në lartësi të mëdha mbi 50, u diskutua mbi shpërndarjen vertikale të erës. Për të përcaktuar drejtimin, u ndërtua trëndafili i erës, për periudha të ndryshme dhe për të gjithë periudhën e matjeve.

3

VLERËSIMI I FAKTORIT TË KAPACITETIT DHE ZGJEDHJA E TURBINËS

3.1. Hyrje

Për të vlerësuar vleftën mesatare të fuqisë së prodhuar nga turbina, si dhe për analizën financiare të projekteve energjetike zakonisht përdoret faktori i kapacitetit (CF) i një turbine. Faktori i kapacitetit përdoret nga prodhuesit dhe projektuesit për të vendosur turbinën e përshtatshme në vendin e zgjedhur. Pra, për të optimizuar lidhjen turbinë-vend [23]-[32].

Energjia elektrike që prodhon një turbinë ere, varet nga karakteristikat e profilit të erës në vendin e propozuar dhe nga parametrat teknik të vetë turbinës. Karakteristikat e profilit të erës në rajonin e Karaburunit (Kapitullit 2), janë modeluar nëpërmjet funksionit të densitetit probabilitar Weibull me dy parametra, koeficienti i formës k dhe koeficienti i shkallës c (m/s). Kurba e fuqisë në dalje të turbinës karakterizohet nga tre parametra; shpejtësia e lëshimit v_c , shpejtësia nominale v_r dhe shpejtësia e frenimit v_f . Treguesi kryesor, i cili përcakton lidhjen e turbinës me vendin, nga pikëpamja teknike është faktori i kapacitetit (CF). Për llogaritjen e CF ekzistojnë metoda të ndryshme. Si rrjedhojë, qëllimi kryesor i këtij kapitulli është zgjedhja e turbinës teknikisht më të përshtatshme për tu instaluar në rajonin e Karaburunit. Për kushtet e rajonit të zgjedhur është bërë krahasimi i metodave dhe më pas përcaktimi i metodës më të mirë. Metoda më e mirë është ajo e cila optimizon llogaritjen e CF duke tentuar drejt vlerës reale të tij, duke marrë parasysh lidhjen midis karakteristikave të profilit të erës dhe parametrave teknik të turbinës [23]-[33].

Pas kësaj hyrje, në paragrafin 3.2 jepet modelimi i fuqisë në dalje të turbinës duke u fokusuar tek metodat që modelojnë kurbën e fuqisë. Në paragrafin 3.3 jepet një model përgjithësues i cili për llogaritjen e CF merr parasysh pesë parametra, dy parametrat e shpërndarjes së probabilitetit dhe tre parametrat e kurbës së fuqisë. Në paragrafin 3.4 bëhet krahasimi i modeleve që llogarisin CF. Për të optimizuar lidhjen turbinë-vend në paragrafin 3.5 jepet procedura e zgjedhjes së turbinës dhe analizohet ndikimi i karakteristikave të profilit të

erës në rajonin e Karaburunit në vleftën e CF. Në paragrafin 3.6 jepen disa përfundime për çështjet kryesore të trajtuara në këtë kapitull. Të gjitha llogaritjet kryhen me ndihmën e softit MATLAB.

3.2. Vlerësimi i fuqisë në dalje

Fuqia elektrike në dalje $P_e(v)$, e një turbine jepet me anë të shprehjes së mëposhtme [23]:

$$P_e(v) = P_n \begin{cases} 0 & v < v_c \text{ dhe } v > v_f \\ P_{ngr} & v_c \leq v \leq v_r \\ 1 & v_r \leq v \leq v_f \end{cases} \quad (3.1)$$

ku dallojmë se P_n është fuqia nominale. P_{ngr} është fuqia në pjesën ngritëse të kurbës e cila nuk është madhësi konstante por ndryshon sipas shpejtësisë.

Duke pasur parasysh kurbën e fuqisë së një turbine reale, shihet se pjesa ngritëse midis shpejtësisë v_c dhe v_r nuk është monotone. Mbi këtë kurbë ekziston një pikë infleksioni, prania e së cilës shpreh se funksionimi i turbinës për shpejtësi të ndryshme është i ndryshëm. Si rrjedhojë kurba e fuqisë në këtë segment është jo lineare. Përveç pikës së infleksionit në këtë pjesë të kurbës së fuqisë duhet të kemi parasysh edhe koeficientin e performancës së turbinës C_p , i cili nuk është një madhësi konstante dhe madje ndryshon nga njëra turbinë në një tjetër. C_p është unik për një turbinë të caktuar, ai nuk mund të përgjithësohet. Si rrjedhojë CF varet drejtpërdrejtë nga këto faktorë. Prandaj për llogaritjen e CF është bërë përpjekje për përcaktimin e një modeli që e përgjithëson atë dhe më pas përdorimin e këtij modeli për turbina me fuqi të ndryshme. Deri tani, ekzistojnë disa modele në literaturë [23], [24], [25]. Këto modele ndahen në: modele lineare, kuadratike dhe kubike. Këto modele jepen në mënyrë të përmblodhur më poshtë:

Modeli linear. Nëpërmjet këtij modeli, kurba e fuqisë së një turbine reale në pjesën ngritëse të saj modelohet si një karakteristikë lineare, si në Figurën 3.1. Pavarësisht thjeshtësisë, ky model ka të metat e tij ku do të veçojmë mbivlerësimin që ai i bën kurbës së fuqisë, si në Tabelën 3.1. Pra, vlerësimi i faktorit të kapacitetit nëpërmjet këtij modeli rezulton me i madh nga ai real. Shprehja që modelon kurbën e fuqisë në pjesën ngritëse të saj P_{ngr} , sipas modelit linear jepet me anë të ekuacionit (3.2) të mëposhtëm [23].

$$P_{ngr} = \frac{v - v_c}{v_r - v_c} \quad (3.2)$$

Modeli kubik 1. Në modelimin e kurbës së fuqisë sipas këtij modeli nuk merret parasysh pika e infleksionit në pjesën ngritëse (Figura 3.1). Funksionimi i turbinës në pjesën ngritëse pranohet konstant. Ky model e nënvleftëson fuqinë në dalje dhe si rrjedhojë CF i llogaritur rezulton më i vogël se ai real (Tabela 3.1). Shprehja që modelon kurbën e fuqisë në pjesën ngritëse të saj P_{ngr} , sipas modelit kubik 1, jepet me anë të ekuacionit (3.3) të mëposhtëm [23], [26].

$$P_{ngr} = \frac{v^3}{v_r^3} \quad (3.3)$$

Modeli kubik 2. Në këtë rast ndryshe nga modeli kubik 1 merret parasysh edhe shpejtësia e lëshimit v_c . Në modelimin e kurbës së fuqisë nuk merret parasysh pika e infleksionit (Figura 3.1). Ky model e nënvleftëson fuqinë në dalje dhe si rrjedhojë CF i llogaritur rezulton më i vogël se ai real (Tabela 3.1). Shprehja që modelon kurbën e fuqisë në pjesën ngritëse të saj P_{ngr} , sipas modelit kubik 2, jepet me anë të ekuacionit (3.4) të mëposhtëm [23], [26].

$$P_{ngr} = \frac{(v^3 - v_c^3)}{(v_r^3 - v_c^3)} \quad (3.4)$$

Modeli kuadratik 1. Sipas këtij modeli kurba e fuqisë shprehet në trajtën e një polinomi të rendit të dytë. Ekzistojnë disa metoda për llogaritjen e koeficienteve a_i për $i = 0, 1, 2$, të cilat gjenden në literaturën [26], [27]. Ky model e nënvleftëson fuqinë në dalje dhe si rrjedhojë CF i llogaritur rezulton më i vogël se ai real (Tabela 3.1). Shprehja që modelon kurbën e fuqisë në pjesën ngritëse të saj P_{ngr} , sipas modelit kuadratik 1, jepet me anë të ekuacionit (3.5) të mëposhtëm [23], [26], [27].

$$P_{ngr} = a_0 + a_1 v + a_2 v^2 \quad (3.5)$$

Modeli kuadratik 2. Në këtë rast merret parasysh shpejtësia e lëshimit v_c dhe shpejtësia nominale v_r . Nga llogaritjet shihet se ky model e nënvleftëson fuqinë në dalje dhe si rrjedhojë CF i llogaritur rezulton më i vogël se ai real (Tabela 3.1). Shprehja që modelon kurbën e fuqisë në pjesën ngritëse të saj P_{ngr} , sipas modelit kuadratik 2, jepet me anë të ekuacionit (3.6) të mëposhtëm [23].

$$P_{ngr} = \frac{v^2 - v_c^2}{v_r^2 - v_c^2} \quad (3.6)$$

Në Tabelën 3.1 tregohen rezultatet e modelimit të kurbës së fuqisë së turbinës ENERCON 48 (E48) sipas modeleve të përshkruara më sipër, në të përfshihet kurba e fuqisë së dhënë nga prodhuesi, modeli linear, modelet kubike dhe modelet kuadratike. Vihet re se modeli linear e

mbivlerëson kurbën e fuqisë me një gabim +572.42 MWh. Ndërsa modelet e tjerë e nënvlerësojnë kurbën reale të fuqisë me -653.56 MWh, -881.33MWh, -683.91MWh dhe -195.55 MWh. Llogaritjet janë kryer për një periudhë një vjeçare ose 8,760 orë. Vihet re se modeli që i përafrohet më shumë kurbës reale të fuqisë është modeli kuadratik 2. Për shkak të ndryshimit të fuqisë, në varësi të modeleve të ndryshme, ndryshimi pasqyrohet në Faktorin e Kapacitetit (CF). Ndjeshmëria me vogël e faktorit të kapacitetit, vjen si rezultat i përdorimit të modelit kuadratik 2 me -9.47%.

Në Figurën 3.1 jepet kurba e fuqisë së turbinës ENERCON 48 (E48) me fuqi nominale 810 kW, e përcaktuar nga prodhuesi dhe ajo e modeluar nëpërmjet modeleve të dhëna më sipër. Nga kjo figurë, që në pamje të parë duket se modeli kuadratik 2 i përafrohet më shumë kurbës reale të fuqisë. Si rezultat i përdorimit të modelit kuadratik 2 do të kemi një gabim 9.47% në përcaktimin e vleftës së saktë të CF. Kjo do të thotë se ky model është më i përshtatshëm.

Tabela 3. 1. Krahësimi i modeleve për aplikimin e turbinës E 48 në rajonin e Karaburunit për $k=1.66$, $c=7.2$ m/s.

Shpejtësia e erës (m/s)	Shpërndarja Weibull	Fuqia në dalje të turbinës (kW)					
		E 48	Ek. (3.2)	Ek. (3.3)	Ek. (3.4)	Ek. (3.5)	Ek. (3.6)
1	0.06143	0	0	0.30	0	0	0
2	0.08935	2	0	2.36	0	0.081	0
3	0.10392	12	67.50	7.97	0.47	10.21	21.09
4	0.10860	32	135	18.89	3.75	6.24	50.63
5	0.10593	66	202.50	36.90	12.66	11.83	88.59
6	0.09814	120	270	63.76	30	43.98	135
7	0.08723	191	337.50	101.25	58.59	90.23	189.84
8	0.07483	284	405	151.14	101.25	150.58	253.13
9	0.06222	405	472.50	215.19	160.78	225.02	324.84
10	0.05030	555	540	295.19	240	313.55	405
11	0.03962	671	607.50	392.90	341.72	416.18	493.59
12	0.03046	750	675	510.09	468.75	532.90	590.63
13	0.02290	790	742.50	648.53	623.91	663.71	696.09
14-25	0.06717	810	810	810	810	810	810
Energjia vjetore (MWh)		2072.79	2645.22	1419.23	1191.46	1388.88	1877.24
Gabimi (MWh)		-	+572.42	-653.56	-881.33	-683.91	-195.55
CF (%)		29.21	37.28	20.00	16.79	19.57	26.46
Ndjeshmëria në % e CF		-	+27.63	-31.53	-42.52	-33.00	-9.47

Modeli kuadratik 1, është një polinom i rendit të dytë i dhënë me anë të ekuacionit (3.5). Koeficientet a_0 , a_1 dhe a_2 rezultojnë respektivisht 0.0771, - 0.0560 dhe 0.0087 [26], [27]. Për të modeluar sa më mirë kurbën e fuqisë së turbinës dhe për vlerësimin e CF me saktësi, nisur nga rezultatet e Tabelës 3.1, si dhe Figurës 3.1, le të modelojmë kurbën e fuqisë sipas një polinomi të rendit të lartë. Shprehja e një polinomi të rendit n jepet më poshtë:

$$P_{ngr}(v) = \sum_{i=0}^n a_i v^i \text{ ku } i = 0, 1, 2, \dots, n \quad (3.7)$$

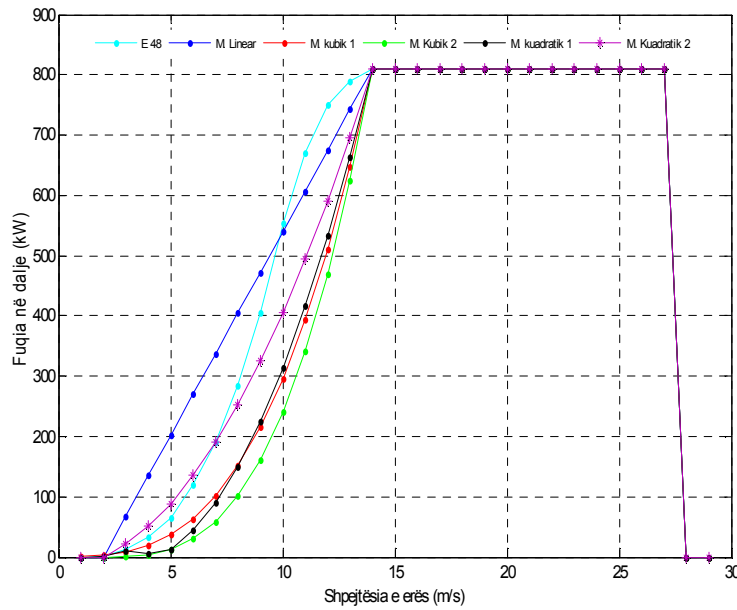


Figura 3. 1. Kurba e fuqisë së turbinës E48, e modeluar sipas metodave (3.2) – (3.6).

3.3. Modeli përgjithësues i faktorit të kapacitetit

Modeli përgjithësues i CF, bazohet në idenë e shprehjes së pjesës ngritëse të kurbës së fuqisë në trajtën e një polinomi të rendit “ n ”, sipas ekuacionit (3.7). Përfaqësimi i pjesës ngritëse të kurbës së fuqisë me këtë pamje, e bën CF të përdorshëm për çfarëdo lloj turbine pavarësisht karakteristikave teknike të tyre. Për këtë arsye ky model quhet ndryshe modeli përgjithësues i faktorit të kapacitetit. Për të përfutur shprehjen matematike të këtij modeli fillimisht pjesën ngritëse e kurbës së fuqisë e shprehim në njësi relative [28]-[32]. Polinomi jepet me anë të shprehjes së mëposhtme:

$$P_{ngr} = a_0 + a_1 v + a_2 v^2 + \dots + a_i v^i = \sum_{i=0}^n a_i v^i \quad (3.8)$$

ku $a_0, a_1, a_2, \dots, a_i$ janë koeficiente konstante dhe v është shpejtësia e erës.

Duke zëvendësuar shprehjen e mësipërme tek ekuacioni (3.9), faktori i kapacitetit jepet sipas shprehjes së mëposhtme:

$$CF = \frac{P_m}{P_n} = \int_{v_c}^{v_r} \left(\sum_{i=0}^n a_i v^i \right) f(v) dv + \int_{v_r}^{v_f} f(v) dv \quad (3.9)$$

ku $f(v)$, është funksioni densitetit të probabilitetit Weibull, koeficientet e të cilit janë përcaktuar në bazë të shpejtësisë mesatare lineare (shih paragrafin 2.2.2) duke shfrytëzuar metodën e devijimit standard (STDM)/metodën empirike (EM).

Le të zëvendësojmë me $x = \left(\frac{v}{c}\right)^k$, $dx = \frac{k}{c} \left(\frac{v}{c}\right)^{k-1} dv$ dhe $v = cx^{\frac{1}{k}}$, si rezultat ekuacioni i mësipërm merr pamjen:

$$CF = a_0 \int_{v_c}^{v_r} e^{-x} dx + \int_{v_c}^{v_r} \left(\sum_{i=1}^n a_i c^i x^{i/k} \right) e^{-x} dx + \int_{v_r}^{v_f} e^{-x} dx \quad (3.10)$$

Nga shprehja e mësipërme shohim se faktori i kapacitetit është i përbërë nga tre terma integrale $CF = I_1 + I_2 + I_3$. Termi i parë është $I_1 = -a_0 e^{-x} \Big|_{v_c}^{v_n} = a_0 \left(e^{-\left(\frac{v_c}{c}\right)^k} - e^{-\left(\frac{v_n}{c}\right)^k} \right)$, ndërsa termi

i tretë është $I_3 = -e^{-x} \Big|_{v_n}^{v_f} = e^{-\left(\frac{v_n}{c}\right)^k} - e^{-\left(\frac{v_f}{c}\right)^k}$. Për termin e dytë I_2 përdorim integrimin me pjesë $\int_{x_1}^{x_2} u dv = uv \Big|_{x_1}^{x_2} - \int_{x_1}^{x_2} v du$ [29], me kufij $x_1 = (v_c/c)^k$, dhe $x_2 = (v_n/c)^k$.

Le të zëvendësojmë me $u = a_i c^i x^{i/k}$ dhe $dv = e^{-x} dx$, si rezultat do të kemi $du = a_i \frac{ic^i}{k} x^{(i/k)-1} dx$, dhe $v = -e^{-x}$ duke kryer veprimet e mësipërme shprehja e termit të dytë të I_2 do të jetë si më poshtë:

$$\int_{x_1}^{x_2} a_i \frac{ic^i}{k} x^{(i/k)-1} e^{-x} dx = \int_0^{x_2} a_i \frac{ic^i}{k} x^{(i/k)-1} e^{-x} dx - \int_0^{x_1} a_i \frac{ic^i}{k} x^{(i/k)-1} e^{-x} dx \quad (3.11)$$

Ekuacioni i mësipërm (3.11) shkruhet duke përdorur funksionin e plotë gama $\Gamma(\alpha)$ dhe funksionin e paplotësuar gama $\gamma(u, \alpha)$, si më poshtë:

$$\int_0^{x_1} x^{\alpha-1} e^{-x} dx = \Gamma(\alpha) \gamma(u, \alpha) \quad (3.12)$$

Në këtë mënyrë termi i dytë integral I_2 , duke marrë parasysh arsyetimet e mësipërme merr pamjen e mëposhtme:

$$I_2 = \sum_{i=1}^n a_i c^i \left(\left(\frac{v_c}{c}\right)^i e^{\left(\frac{v_c}{c}\right)^k} - \left(\frac{v_r}{c}\right)^i e^{\left(\frac{v_r}{c}\right)^k} \right) + a_i \frac{ic^i}{k} \Gamma\left(\frac{i}{k}\right) \left[\gamma\left(\left(\frac{v_r}{c}\right)^k, \frac{i}{k}\right) - \gamma\left(\left(\frac{v_c}{c}\right)^k, \frac{i}{k}\right) \right] \quad (3.13)$$

Nëse do të kombinonim ekuacionin që jep I_1 , I_2 dhe I_3 , përftojmë shprehjen e faktorit të kapacitetit (CF) si funksion i pesë parametrave, tre parametrat e kurbës së fuqisë dhe dy

parametrat e funksionit të shpërndarjes së probabilitetit Weibull. Faktori i kapacitetit jepet sipas shprehjes së mëposhtme:

$$CF = e^{-\left(\frac{v_r}{c}\right)^k} - e^{-\left(\frac{v_f}{c}\right)^k} + a_0 \left(e^{-\left(\frac{v_c}{c}\right)^k} - e^{-\left(\frac{v_r}{c}\right)^k} \right) + \sum_{i=1}^n \left[a_i c^i \left(\left(\frac{v_c}{c} \right)^i e^{\left(\frac{v_c}{c} \right)^k} - \left(\frac{v_r}{c} \right)^i e^{\left(\frac{v_r}{c} \right)^k} \right) + a_i \frac{ic^i}{k} \Gamma\left(\frac{i}{k}\right) \left[\gamma\left(\left(\frac{v_r}{c}\right)^k, \frac{i}{k}\right) - \gamma\left(\left(\frac{v_c}{c}\right)^k, \frac{i}{k}\right) \right] \right] \quad (3.14)$$

Ekuacioni i mësipërm merr pamjen,

$$CF = e^{-\left(\frac{v_c}{c}\right)^k} \left(\sum_{i=0}^n a_i v_c^i \right) + \left(1 - \sum_{i=0}^n a_i v_n^i \right) e^{-\left(\frac{v_r}{c}\right)^k} - e^{-\left(\frac{v_f}{c}\right)^k} + \sum_{i=1}^n a_i \frac{ic^i}{k} \Gamma\left(\frac{i}{k}\right) \left[\gamma\left(\left(\frac{v_r}{c}\right)^k, \frac{i}{k}\right) - \gamma\left(\left(\frac{v_c}{c}\right)^k, \frac{i}{k}\right) \right] \quad (3.15)$$

Fuqia në dalje të turbinës në njësi relative për shpejtësi v_c do të jetë $P_e|_{v=v_c} = \sum_{i=0}^n a_i v_c^i = 0$,

dhe për shpejtësi v_r është $P_e|_{v=v_r} = \sum_{i=0}^n a_i v_r^i = 1$. Si rezultat dy termat e parë të shprehjes së

mësipërme bëhen zero dhe shprehja merr pamjen:

$$CF = -e^{-\left(\frac{v_f}{c}\right)^k} + \sum_{i=1}^n a_i \frac{ic^i}{k} \Gamma\left(\frac{i}{k}\right) \left[\gamma\left(\left(\frac{v_r}{c}\right)^k, \frac{i}{k}\right) - \gamma\left(\left(\frac{v_c}{c}\right)^k, \frac{i}{k}\right) \right] \quad (3.16)$$

Ekuacioni i mësipërm është i pavarur nga koeficienti a_0 , dhe mund të përdoret për çfarëdo kurbe fuqie të modeluar me anë të një polinomi të rendit n .

Në mënyrë të ngjashme, për rastin e modelit kuadratik 2, në të cilin pranojmë se $a_1 = a_3 = a_4 = 0$, dhe koeficienti $a_2 = 1/v_n^2 - v_c^2$ ekuacioni i mësipërm do të bëhet:

$$CF = -e^{-\left(\frac{v_f}{c}\right)^k} + \frac{1}{v_n^2 - v_c^2} \frac{2c^2}{k} \Gamma\left(\frac{2}{k}\right) \left[\gamma\left(\left(\frac{v_r}{c}\right)^k, \frac{2}{k}\right) - \gamma\left(\left(\frac{v_c}{c}\right)^k, \frac{2}{k}\right) \right] \quad (3.17)$$

Për vendet në të cilat profili i erës mund të modelohet me anë të funksionit të shpërndarjes së probabilitetit Rayleigh, me $k = 2$, dhe $c = 1.128v_m$. Shprehja e faktorit të kapacitetit do të jetë si më poshtë:

$$CF = -e^{-\left(\frac{v_f}{c}\right)^k} + \frac{1.273v_m^2}{v_n^2 - v_c^2} \left[\gamma\left(\frac{v_n^2}{1.273v_m^2}, 1\right) - \gamma\left(\frac{v_c^2}{1.273v_m^2}, 1\right) \right] \quad (3.18)$$

ku γ është funksioni Gamma më i vogël i paplotësuar, i cili jepet me anë të shprehjes së mëposhtme:

$$\gamma(v, \alpha) = \frac{1}{\Gamma(\alpha)} \int_0^v x^{\alpha-1} e^{-x} dx \quad (3.19)$$

3.4. Vlerësimi i modelit përgjithësues

Të gjitha modelet e shqyrtuara më sipër përdoren gjerësisht në literaturë për vlerësimin e faktorit të kapacitetit. Objekt i kërkimit në këtë aspekt është përdorimi i metodave të cilat faktorin e kapacitetit e vlerësojnë sa më afër vlerës reale. Për këtë arsye në këtë paragraf bëhet vlerësimi i modelit përgjithësues të trajtuar në paragrafin paragrafin 3.3, përkatësisht modeli i dhënë me anë të ekuacionit (3.17).

Për të vlerësuar saktësinë e metodës përgjithësuese në llogaritjen e faktorit të kapacitetit duhet të sigurohen matje në një turbinë reale. Si matje reale janë përdorur matjet referuar literaturës [30]. Në Tabelën 3.2 jepen matjet e shpejtësisë së erës në një zonë të caktuar, të cilat janë përdorur për llogaritjen e faktorit të kapacitetit sipas modelit përgjithësues. Në Figurën 3.2 jepet varësia e CF nga secili muaj në një vit duke krahasuar CF e matur dhe CF e llogaritur nëpërmjet metodës përgjithësuese (3.17) [30]. Duke krahasuar rezultatet e pasqyruara në Figurën 3.2., është llogaritur se metoda përgjithësuese ka një shmangie prej 6% nga vlera reale e CF duke e mbivlerësuar atë [28], [31]. Në shumë hulumtime shkencore është theksuar se vlerat e llogaritura të CF për një turbinë reale kanë tendencën që të mbivlerësojnë CF. Kjo tendencë vjen për shkak të humbjeve teknike që ekzistojnë në një turbinë reale.

Në Figurën 3.2 është pasqyruar se CF e llogaritur në bazë të metodës përgjithësuese e nënvlerëson CF reale gjatë muajit Mars, Korrik dhe Tetor për shkak të pasaktësisë dhe mungesës së matjeve [31]. Ndërsa e mbivlerëson CF reale gjatë muajve të tjerë [30], [31].

Tabela 3. 2. Vlerat mujore të shpejtësisë dhe parametrat reale të shpërndarjes probabilitare Weibull sipas [30].

	Vlerat reale të shpejtësisë së erës			
	v_m	σ_v	c	k
Janar	5.14	1.93	5.77	2.90
Shkurt	2.29	2.56	5.95	2.19
Mars	4.78	2.62	5.38	1.92
Prill	2.60	3.44	6.99	1.90
Maj	9.47	4.04	10.67	2.52
Qershor	9.67	3.05	10.74	3.49
Korrik	10.55	3.73	11.79	3.09
Gusht	9.45	3.29	10.56	3.14
Shtator	7.19	3.13	8.11	2.47
Tetor	4.55	2.41	5.13	1.99
Nëntor	6.85	2.21	7.62	3.42
Dhjetor	5.82	2.33	6.54	2.08
Vjetore	7.09	3.62	8.01	2.08

Faktorët kryesorë të cilët bëjnë që CF e llogaritur të jetë më e madhe se CF reale janë: reduktimi i eficiencës së krahëve për shkak të papastërtive, humbjet elektrike midis pjesës turbinë – rrjet dhe disponueshmëria e turbinës apo e rrjetit. Për më tepër, kurbat e fuqisë së turbinës ndërtohen në kushte standarde temperature dhe presioni atmosferik [31].

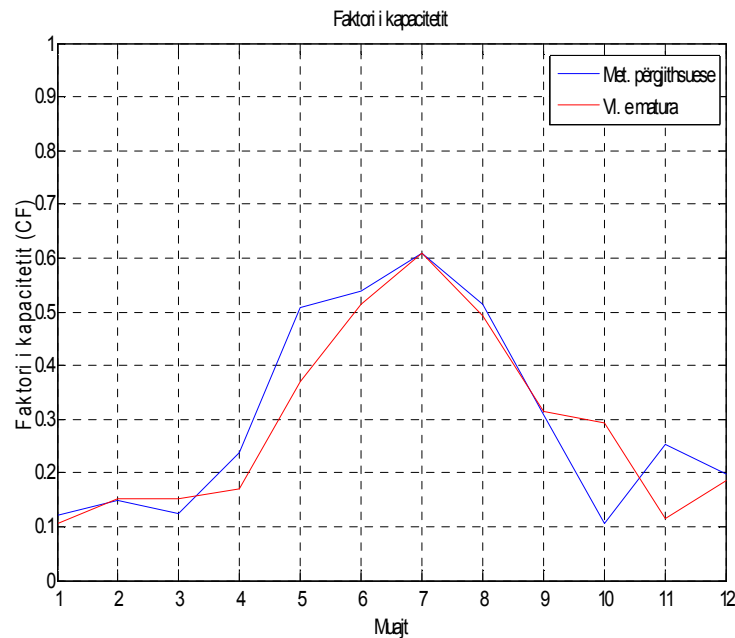


Figura 3. 2. Krahësimi i vlerave të faktorit të kapacitetit sipas metodës përgjithësuese dhe matjeve reale [30], [31].

3.5. Zgjedhja e turbinës dhe optimizimi i CF për rajonin e Karaburunit

Përzgjedhja e turbinës më të përshtatshme për kushtet e një rajoni të caktuar mbështetet në vlerën e faktorit të kapacitetit. Turbina e cila ka faktorin e kapacitetit më të madh konsiderohet më e përshtatshme për vendin e propozuar [31]. Rajoni për të cilin do të përpiqemi të përzgjedhim teknologjinë më të përshtatshme të një turbine ere është rajoni i Karaburunit, rreth zonës me koordinata 40.39°V dhe 19.34°L . Të dhënat e shpejtësisë së erës për rajonin e Karaburunit janë marrë nga “*Balkan Wind Atlas*”. Faktori i kapacitetit është llogaritur duke përdorur metodën përgjithësuese (3.17).

Në Tabelën 3.3 janë paraqitur të dhënat teknike v_c , v_r dhe v_f për dhjetë turbina ere të ndryshme të supozuara nga ne për tu instaluar në zonë, si dhe CF i llogaritur për secilën turbinë në lartësinë 78 m mbi tokë, e cila përfaqëson lartësinë e kullës. Koeficienti i formës $k = 1.6604$ dhe koeficienti i shkallës $c = 7.5836 \text{ m/s}$ janë llogaritur sipas ligjit të fuqisë (2.41) nëpërmjet

të cilit ekstrapolohet shpejtësia e erës në lartësinë e kullës. Shpejtësia mesatare në këtë lartësi rezulton të jetë $v_m = 6.78 \text{ m/s}$.

Tabela 3.3. Parametrat teknik të disa turbinave dhe llogaritja e faktorit të kapacitetit.

Nr.	Emërtimi	Parametrat teknik të turbinës				Faktori i kapacitetit (CF) [%]
		v_c [m/s]	v_r [m/s]	v_f [m/s]	P_n [kW]	
T ₁	VESTAS V82	4	14	20	1650	24.08
T ₂	VESTAS V66	4	18	25	2000	15.77
T ₃	NORDEX N43	3	14	25	600	26.59
T ₄	ENERCON-82	2	12	25	2000	35.34
T ₅	G80 RCC	4	16	25	1800	19.63
T ₆	G80-2MW	3	17	25	2000	19.02
T ₇	ENERCON - 82	2	13	25	2000	31.51
T ₈	SUDWIND S.46	3	12	25	600	33.20
T ₉	SUDWIND S.46	3	13	25	750	29.84
T ₁₀	REpower 48	4	15	25	750	21.99

Nga Tabela 3.3 vëmë re se turbina T_4 (ENERCON-82) rezulton turbina me faktorin e kapacitetit më të madh, 35.34%. Kjo turbinë 77.64% të kohës punon në segmentin v_c dhe v_r , 11.74% të kohës parashikohet të punojë me shpejtësi nominale dhe vetëm 0.07% të kohës kjo turbinë ndalet për shkak të erërave me shpejtësi mbi 25 m/s. Për këto arsye kjo tip turbine konsiderohet më e përshtatshme për tu instaluar në këtë zonë. Turbina e dytë me CF më të lartë, 33.2%, është T_8 (SUDWIND S.46) etj.

Turbina me pak e përshtatshme për tu vendosur në zonën në studim është T_2 (VESTAS V66), sepse në segmentin midis v_c dhe v_r të kurbës së fuqisë së kësaj turbine përfshihet 69.27 % e kohës së punës së saj, 1.5% të kohës ajo do të punojë me shpejtësi nominale dhe vetëm 0.7% të kohës së punës do të jetë e ndalur për shkak të shpejtësive të erës më të mëdha se 25 m/s. Kështu për një ndryshim të shpejtësisë së lëshimit nga 2 në 4 m/s, dhe shpejtësisë nominale nga 12 në 18 m/s, CF do të ndryshojë nga 15.77 në 35.34%.

Vihet re se CF varet ndjeshëm nga parametrat teknik të turbinave. Me rritjen e parametrave teknik (sidomos v_c dhe v_r), CF zvogëlohet dhe e anasjellta. Ndikim më të madh ka shpejtësia nominale në vlerën e CF, sepse zvogëlimi i saj do të thotë se turbina punon më gjatë me fuqi nominale, kjo shpije në rritjen e CF. Si rezultat i këtyre arsyetimeve përfundimisht mund të pohojmë se; sa me të vogla të jenë në vlerë parametrat teknik të turbinës, aq me i madh është CF dhe aq më e përshtatshme është turbina për vendin e propozuar. Turbina ENERCON-82 (2-12) është thujse e njëjtë me turbinën ENERCON-82 (2-13), me ndryshimin e vetëm në shpejtësinë nominale, Tabela 3.3. Kjo vërteton pohimin e mësipërm.

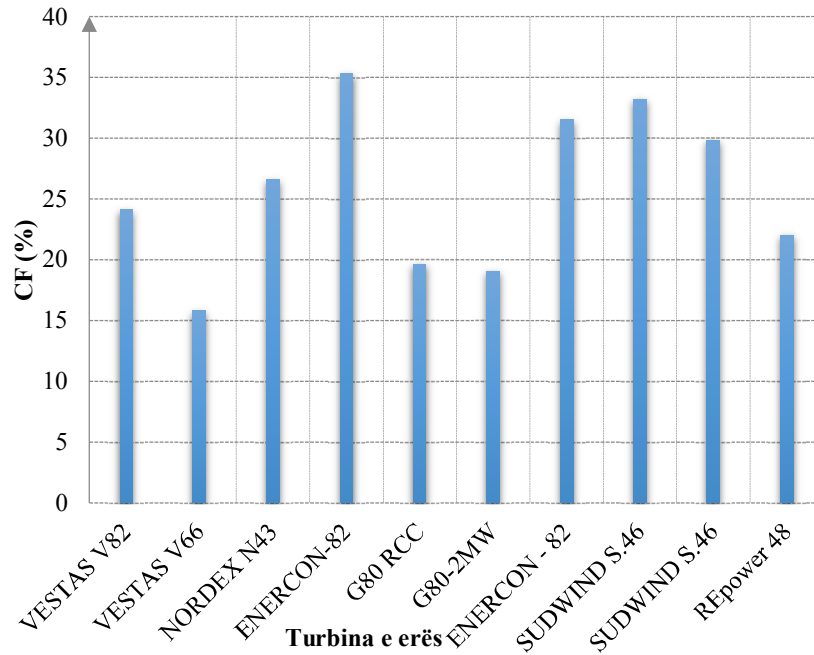


Figura 3. 3. Faktori i kapacitetit për disa turbina që mund të vendosen në zonën e Karaburunit.

Në Figurën 3.3 tregohen CF për lloje të ndryshme turbinash që mund të përdoren për prodhimin e energjisë elektrike në rajonin e Karaburunit. Dallohet qartë se turbina ENERCON-82 është më optimale.

3.5.1. Ndikimi i karakteristikave të profilit të erës në vlerën e CF

Një nga pyetjet që mund të lindin natyrshëm është; Sa ndikon shpejtësia mesatare në vlerën e CF? Në paragrafin 3.5.1 zgjedhja e turbinës u realizua në sajë të karakteristikave të profilit të erës për rajonin e Karaburunit. Në këtë paragraf do të bëhet studimi i ndikimit të karakteristikave të profilit të erës në vlerën e CF.

Për të realizuar këtë studim, fillimisht u morën 13 skenarë, shpejtësia mesatare e të cilëve ndryshon nga 6 – 12 m/s. Koeficienti i formës për thjeshtësi është pranuar $k = 2$ (Rayleigh), dhe koeficienti i shkallës c (m/s) llogaritet sipas ekuacionit (2.18) [31]. Vlerat e koeficientit të shkallës luhaten nga 6.77 m/s në 13.54 m/s si në Tabelën 3.4 [31].

Në Tabelën 3.5 pasqyrohen vlerat e llogaritura të CF, për 10 turbina të ndryshme (Tabela 3.3) për të 13 skenarët e mundshëm të shpejtësisë së erës. Vihet re se për çfarëdo vlerë të shpejtësisë turbina me e përshtatshme është T_4 , më pas T_8 , T_7 , T_9 , T_3 , T_1 , T_5 , T_{10} , T_6 dhe T_2 . Turbina T_5 e cila renditet e VII më e mirë për shpejtësi 6 m/s, për shpejtësi 6.5 m/s deri në 12

m/s, renditet e VIII. Me rritjen e shpejtësisë së erës CF rritet, por edhe rendi i turbinës më të mirë thuajse nuk ndryshon. Turbina më pak e përshtatshme është T_2 .

Tabela 3. 4. Karakteristikat e profilit të erës për shpejtësi mesatare të ndryshme.

Nr.	v_m [m/s]	k [-]	c [m/s]
1	6	2	6.77
2	6.5	2	7.33
3	7	2	7.90
4	7.5	2	8.46
5	8	2	9.03
6	8.5	2	9.59
7	9	2	10.16
8	9.5	2	10.72
9	10	2	11.28
10	10.5	2	11.85
11	11	2	12.41
12	11.5	2	12.98
13	12	2	13.54

Në Figurën 3.4 tregohet trendi i ndryshimit të CF kur ndryshon shpejtësia e erës për të gjitha turbinat e aplikuara në këtë rast. Nga figura vëmë re se për çdo turbinë, me rritjen e shpejtësisë rritet edhe CF. Renditja e turbinave kryesisht është e pa ndryshueshme, me përjashtim të T_5 dhe T_{10} për shpejtësi 6 m/s dhe 6.5 m/s. Turbina me CF më të lartë është T_4 , kjo për shkak të vlerës së vogël të shpejtësisë nominale v_r . Për shpejtësi 6 m/s, CF e T_4 është 28.57 % dhe për shpejtësi 12 m/s kjo turbinë shfrytëzon 65.12% të energjisë së erës. T_2 për shpejtësi 6 m/s shfrytëzon 10.47% të energjisë ndërsa për shpejtësi 12 m/s shfrytëzon 41.08%.

Tabela 3. 5. Renditja e turbinave për shpejtësi të ndryshme ere.

Sk.	Shpejtësia e erës (m/s)												
	6	6.5	7	7.5	8	8.5	9	9.5	10	10.5	11	11.5	12
I	T_4	T_4	T_4	T_4	T_4	T_4	T_4	T_4	T_4	T_4	T_4	T_4	T_4
II	T_8	T_8	T_8	T_8	T_8	T_8	T_8	T_8	T_8	T_8	T_8	T_8	T_8
III	T_7	T_7	T_7	T_7	T_7	T_7	T_7	T_7	T_7	T_7	T_7	T_7	T_7
IV	T_9	T_9	T_9	T_9	T_9	T_9	T_9	T_9	T_9	T_9	T_9	T_9	T_9
V	T_3	T_3	T_3	T_3	T_3	T_3	T_3	T_3	T_3	T_3	T_3	T_3	T_3
VI	T_1	T_1	T_1	T_1	T_1	T_1	T_1	T_1	T_1	T_1	T_1	T_1	T_1
VII	T_5	T_{10}	T_{10}	T_{10}	T_{10}	T_{10}	T_{10}	T_{10}	T_{10}	T_{10}	T_{10}	T_{10}	T_{10}
VIII	T_{10}	T_5	T_5	T_5	T_5	T_5	T_5	T_5	T_5	T_5	T_5	T_5	T_5
IX	T_6	T_6	T_6	T_6	T_6	T_6	T_6	T_6	T_6	T_6	T_6	T_6	T_6
X	T_2	T_2	T_2	T_2	T_2	T_2	T_2	T_2	T_2	T_2	T_2	T_2	T_2

Siç u përmend më sipër, faktori i kapacitetit është funksion i disa parametrave, duke përfshirë karakteristikat e profilit të erës dhe parametrat teknik të kurbës së fuqisë në dalje të një turbine. Si rezultat, pavarësisht saktësisë së metodës së përdorur për vlerësimin e faktorit

të kapacitetit është e nevojshme të bëhet një analizë për ndikimin e këtyre parametrave në vlerën e CF [32], [33].

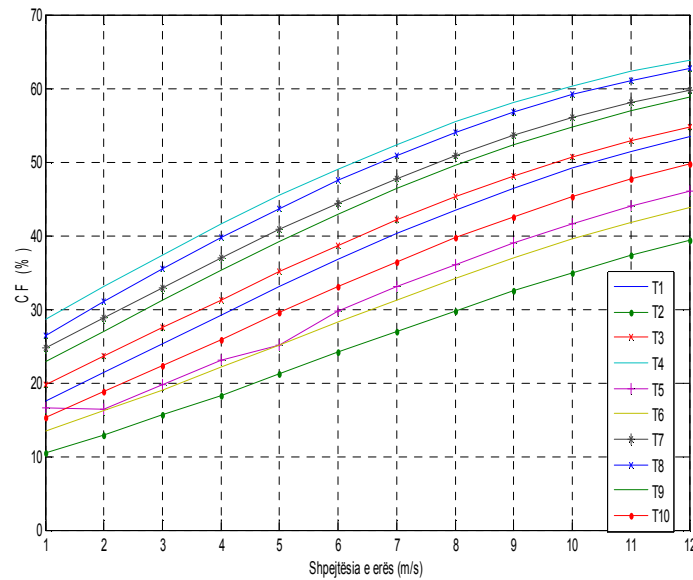


Figura 3. 4. CF për çdo turbinë për skenarë të ndryshëm shpejtësie.

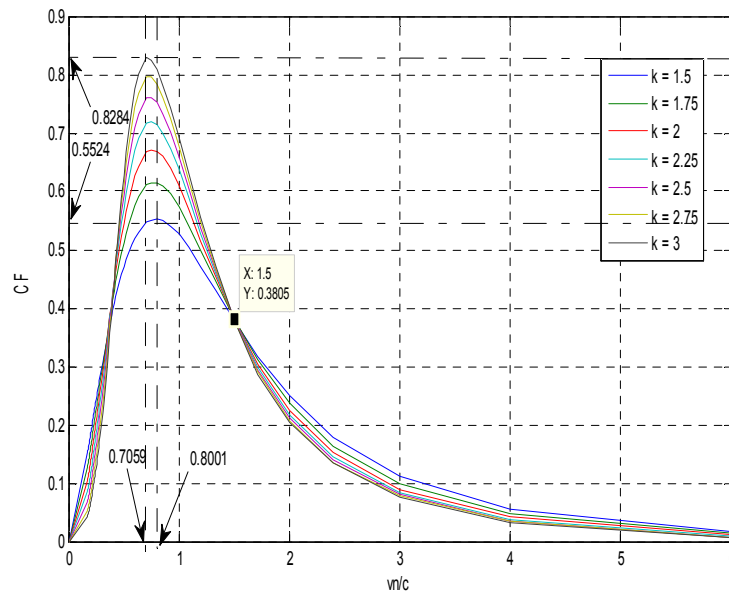


Figura 3. 5. Ndikimi i koeficientit të formës k , në vlerësimin e CF në varësi të (v_r/c) , për rastin kur $v_m = 6.78 \text{ m/s}$, $c = 7.583 \text{ m/s}$.

Në Figurën 3.5 jepet varësia e faktorit të kapacitetit nga raporti i shpejtësisë nominale me koeficientin e shkallës për shtatë vlera të ndryshme të koeficientit të formës, nga 1.5 deri në 3 [32], [33]. Turbina e marrë në studim në këtë rast është turbina T_4 me $v_c/v_r = 0.167$ dhe $v_f/v_r = 2.08$. Për një ndryshim të raportit v_r/c nga 0.7059 deri në 0.8001, faktori i kapacitetit do të

ndryshojë nga 0.5524 në 0.8284. Pra, për një ndryshim 11.77% të raportit të v_r/c , do të kemi një ndryshim të faktorit të kapacitetit 33.32%.

Në Figurën 3.6 jepet varësia e faktorit të kapacitetit nga koeficienti i formës për vlera të ndryshme të shpejtësisë mesatare. Për të studiuar ndjeshmërinë e CF është pranuar turbina T4. Shpejtësia mesatare ndryshon nga 5 m/s në 8 m/s, dhe koeficienti i shkallës ndryshon nga 0-7. Gjerësisht në literaturë pranohet se për një shpejtësi mesatare të caktuar ekziston një koeficient forme për të cilin faktori i kapacitetit do të ketë vlerë maksimale [31], [32].

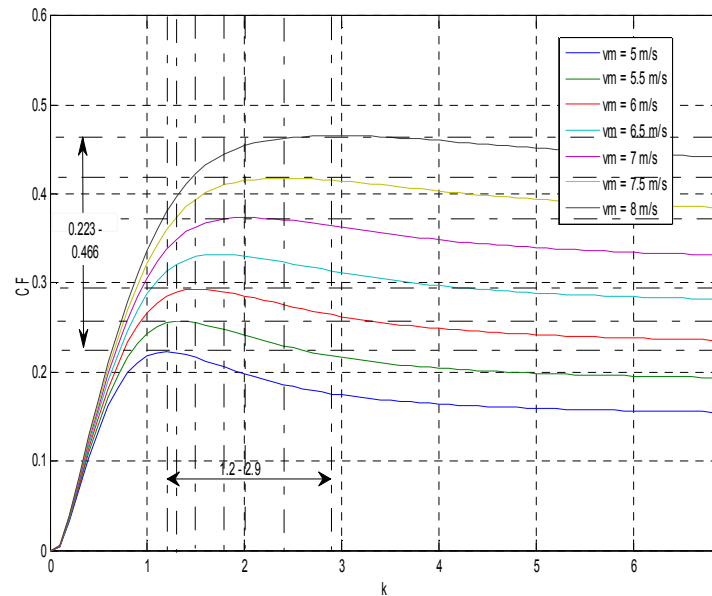


Figura 3. 6. CF si funksion i koeficientit të formës për shpejtësi mesatare të ndryshme.

Për koeficient forme $k < 1$ vlera e CF zbret në mënyrë të shpejtë drejt vlerave zero, kjo në praktikë nuk ndodh sepse në vendet në të cilat merret vendimi për ndërtimin e impianteve që shfrytëzojnë energjinë e erës koeficienti i formës duhet të jetë në diapazonin nga 1.5 në 3.5 [32]. Koeficienti i formës për vlera të të cilit CF merr vlera maksimale në një diapazon midis 0.223–0.466, ndryshon nga 1.2–2.9. Vihet re se për vlera shumë të mëdha të koeficientit të formës për çfarëdo shpejtësi mesatare, CF tenton të jetë konstante. Për $v_m = 5 \text{ m/s}$, $CF = 0.223$ në rast se $k = 1.2$. Për $v_m = 5.5 \text{ m/s}$, $CF = 0.257$ në rast se $k = 1.3$. Për $v_m = 6 \text{ m/s}$, $CF = 0.293$ në rast se $k = 1.5$. Për $v_m = 6.5 \text{ m/s}$, $CF = 0.332$ në rast se $k = 1.8$. Për $v_m = 7 \text{ m/s}$, $CF = 0.374$ në rast se $k = 2$. Për $v_m = 7.5 \text{ m/s}$, $CF = 0.418$ në rast se $k = 2.4$. Për $v_m = 8 \text{ m/s}$, $CF = 0.466$ në rast se $k = 2.9$.

Në Figurën 3.7 jepet varësia e faktorit të kapacitetit nga shpejtësia mesatare për vlera të ndryshme të koeficientit të formës. Për të studiuar ndjeshmërinë e CF nga ndryshimi i shpejtësisë mesatare është pranuar turbina T4. Vihet re se CF ndryshon në mënyrë lineare me ndryshimin e shpejtësisë mesatare. Rezultatet tregojnë se për vlera më të vogla se $v_m = 6.3 \text{ m/s}$, CF shfaq vlera të mëdha për koeficient forme të vogël. Shpejtësia mesatare ndryshon nga 5 m/s në 8.5 m/s, dhe koeficienti i shkallës ndryshon nga 0-7. Gjerësisht në literature pranohet se për një shpejtësi mesatare të caktuar ekziston një koeficient forme për të cilin faktori i kapacitetit do të ketë vlerë maksimale [31], [32].

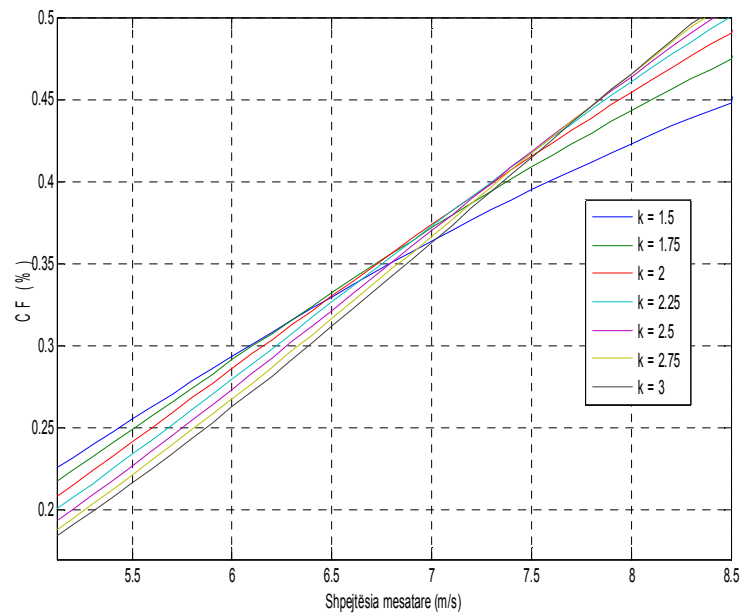


Figura 3. 7. CF si funksion i shpejtësisë mesatare për vlera të ndryshme të koeficientit të formës.

3.5.2. Optimizimi i shpejtësisë nominale të turbinës

Provohet se për një vlerësim real të fuqisë në dalje të një turbine, profili i erës duhet të modelohet duke marrë parasysh shpejtësinë mesatare dhe parametrat e shpërndarjes probabilitare statistikore Weibull [31], [32]. Për një rajon të caktuar me vlera të përcaktuara të koeficientit të formës k dhe të shkallës c , llogarisim vlerat e parametrave të kurbës së fuqisë së një turbine v_c , v_r dhe v_f në mënyrë që të maksimizohet sasia e kapur e energjisë së erës dhe të maksimizohet energjia në dalje. Dihet se karakteristikat e profilit të erës kanë një ndikim mjaft të rëndësishëm në prodhimin e energjisë, por midis tre parametrave të kurbës së fuqisë shpejtësia nominale v_r , ka rolin më të rëndësishëm krahasuar me shpejtësinë e lëshimit v_c , apo me shpejtësinë e frenimit v_f (nënparagrafi 3.5.1).

Nëse projektohet një turbinë ere me shpejtësi nominale të vogël, turbina do të punojë me shpejtësi nominale për një kohë të gjatë por nuk do të jetë në gjendje të shfrytëzojë energjinë e erërave me shpejtësi të lartë. Nga ana tjetër, nëse projektohet një turbinë me shpejtësi nominale të madhe, turbina do të punojë për një kohë më të shkurtër dhe do të humbasë energjinë që kanë erërat me shpejtësi të vogël.

Zakonisht shpejtësia nominale zgjidhet si një mesatare midis shpejtësisë së lëshimit dhe shpejtësisë së frenimit, por kjo mund të jetë e vlefshme vetëm në disa raste. Si rrjedhojë është e nevojshme të optimizohet shpejtësia nominale, shpejtësi për të cilën turbina do të kap maksimumin e energjisë që bartet nga era.

Në Figurën 3.8 tregohet kurba e CF në varësi të raportit të shpejtësisë nominale me koeficientin e shkallës (v_r/c). Fillimisht është llogaritur CF për vlera të ndryshme të koeficientit të shkallës c nëpërmjet metodës së përgjithësuar. Më pas bëhet raporti i shpejtësisë mesatare e cila për rastin e gadishullit të Karaburunit në lartësinë 78 m është 6.78 m/s me vlerat e pranuar të koeficientit të shkallës c . Parametrat e turbinës janë ato të dhëna në Tabelën 3.3, për turbinën T_4 (ENERCON-82). Nga llogaritjet na rezulton se CF më i madh do të shfaqet për një raport v_r/c me vlerë 0.8, në masën 59.38%. Kjo do të thotë se për të arritur këtë CF në gadishullin e Karaburunit me $k = 1.6604$ dhe $c = 7.58$ m/s, T_4 me $v_c = 2$ m/s dhe $v_f = 25$ m/s duhet të projektohet me $v_r = 6.06$ m/s.

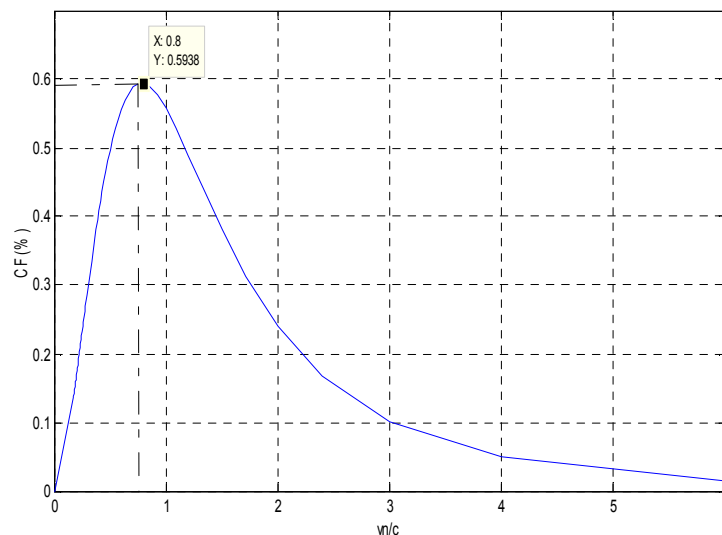


Figura 3. 8. CF si funksion i raportit të shpejtësisë nominale v_r (m/s) me koeficientin e shkallës c (m/s), për turbinën T_4 , të vendosur në gadishullin e Karaburunit.

3.6. Përfundime

Në këtë kapitull u trajtuan disa metoda për modelimin e fuqisë në dalje të turbinës duke u fokusuar tek metodat që modelojnë kurbën e fuqisë. U shqyrtua një model përgjithësues i cili për llogaritjen e CF merr parasysh pesë parametra, dy parametrat e shpërndarjes së probabilitetit dhe tre parametrat e kurbës së fuqisë. Pas shqyrtimit të modeleve u realizua një krahasim i tyre për të theksuar përparësinë që ka modeli përgjithësues. Për të optimizuar lidhjen turbinë-vend u trajtua procedura e zgjedhjes së turbinës dhe u analizua ndikimi i karakteristikave të profilit të erës në rajonin e Karaburunit në vleftën e CF.

U arrit në përfundimin se turbina T_4 (ENERCON-82) rezulton turbina me faktorin e kapacitetit më të madh, 35.34%. Turbina e dytë me CF më të lartë, 33.2%, është T_8 (SUDWIND S.46) etj. Turbina me pak e përshtatshme për tu vendosur në zonën në studim është T_2 (VESTAS V66).

MODELI NË RETSCREEN

4.1. Hyrje

RETScreen Expert është një soft aplikativ i cili përdoret për të vlerësuar energjinë e prodhuar, kostot e ciklit të jetës si dhe reduktimin e emetimit të gazeve serrë për projektet e energjisë së erës të lidhur me rrjetin, të lidhur me një rrjet të izoluar, apo jashtë rrjetit. Madhësia e tyre luhet nga projektet e mëdha me shumë turbina në sistemet e vogla hibride (turbinë ere/gjenerator diesel) me një turbinë të vetme [34], [35].

Analiza e një projekti konkret dhe vendimmarrja përkatëse ndjek pesë hapa standarde. Hapi i parë është modelimi energjetik dhe zgjedhja e pajisjeve me karakteristikat teknike përkatëse. Hapi i dytë është analiza e kostos, e cila pasohet nga hapi i tretë në të cilin bëhet analiza e gazeve serë. Në hapin e katërt bëhet analiza financiare, ku analizohen treguesit më të rëndësishëm të një projekti të cilët përcaktojnë vlefshmërinë e projektit. Dhe së fundi, duke qenë se projektet e energjisë së erës bëhen për një jetëgjatësi mesatarisht 25 vjet, bëhet analiza e ndjeshmërisë së rezultateve ndaj luhatjeve të parametrave të projektit. Projektimi i impianteve të erës nga pikëpamja e përdorimit të energjisë dhe e kostove të tyre mund të optimizohet duke i përsëritur hapat e mësipërm [35], [36].

Gjatë modelimit të projekteve të energjisë së erës me RETScreen dallojmë qeliza me katër lloje të ndryshme ngjyrash, të bardhë, të verdhë, blu dhe gri. Qelizat e bardha tregojnë rezultate, të cilat shërbejnë si parametra që rezultojnë nga llogaritjet që bën vetë softi. Përveç qelizave të bardha, tre llojet e tjera të qelizave kërkojnë vendosjen e të dhënave nga përdoruesi. Qelizat e verdha kërkojnë të dhëna nga përdoruesi me qëllim ekzekutimin e modelit. Qelizat blu kërkojnë të dhëna si për ekzekutimin e modelit, ashtu edhe për vlefshmërinë e bazës së të dhënave ‘online’. Të dhënat që mund të vendosen në qelizat me ngjyrë gri janë kryesisht të dhëna që shërbejnë si madhësi referimi dhe jo si të dhëna për ekzekutimin e programit [35].

Pas kësaj hyrje, në paragrafin 4.2 diskutohen parametrat fillestarë për modelimin e një projekti energjetik, parametrat e kurbës së fuqisë, karakteristikat e sistemit etj. Në paragrafin

4.3 diskutohet mbi prodhimin vjetor të energjisë, energjinë bruto, energjinë e furnizuar, prodhimin specifik dhe CF e të gjithë impiantit. Në paragrafin 4.4 jepen disa përfundime për çështjet kryesore të trajtuara në këtë kapitull.

4.2. Parametrat fillestare për modelimin e një projekti energjetik

Në hapin e parë llogaritet prodhimi vjetor i energjisë elektrike bazuar në parametrat e sistemit dhe karakteristikat e profilit të erës në vendin e marrë në studim. Modeli në këtë hap jep energjinë në dalje të një impianti ere në MWh, kapacitetin e impiantit dhe energjinë e ripërtëritshme të furnizuar. Këto konsiderohen nocione bazë për krahasimin e teknologjive të ndryshme [35].

4.2.1. Karakteristikat e vendit

Elementët që përcaktojnë karakteristikat e vendit janë: të dhënat e burimit të erës, të dhënat meteorologjike të vendeve të afërta, shpejtësia mesatare vjetore e erës dhe lartësia e matjeve të saj, koeficienti i shpërndarjes së erës, presioni atmosferik mesatar dhe temperatura mesatare mujore/vjetore si në Tabelën 4.1 [37]. Këto karakteristika janë diskutuar si më poshtë:

- *Të dhënat e burimit.* Për modelimin e një impianti të energjisë së erës, të dhënat e burimit të energjisë mund të deklarohen në formën e vlefave mesatare mujore të shpejtësisë së erës (m/s) ose në formën e densitet mesatar të energjisë (W/m^2). Faqja e modelimit përmban dy opsione: *shpejtësia e erës* dhe *densiteti i fuqisë së erës*. Për projektin në studim kemi zgjedhur opsionin e shpejtësisë. Pasi janë deklaruar shpejtësitë mesatare mujore, programi RETScreen Expert llogarit vlefën mesatare vjetore në lartësinë e matjeve [34], [35].
- *Shpejtësia mesatare vjetore,* konsiderohet si e dhënë fillestare. Nëpërmjet kësaj të dhëne llogaritet shpejtësia mesatare vjetore e erës në lartësinë e kullës së turbinës [34], [35]. Referuar analizës së profilit të erës (Kapitulli 2), shpejtësia mesatare vjetore në zonën e Karaburunit është 6.33 m/s.

Për të vlerësuar shpejtësinë mesatare, RETScreen të jep mundësinë e shfrytëzimit të të dhënave meteorologjike online (të NASA). Kjo bazë të dhënash është e përgjithshme dhe nuk na ofron një mundësi studimi të detajuar. Si rrjedhojë, rekomandohet që të dhënat të jenë tokësore ose të kombinuara me ato tokësore. Kjo do të mundësonte një vlerësim me real të fisibilitetit të projektit [34], [35].

- *Lartësia e matjeve.* Në rastin e të dhënave të shfrytëzuara prej nesh është 50 m mbi tokë. Dy metodat e vlerësimit të profilit vertikal të erës janë diskutuar në paragrafin 2.4.

- *Koeficienti i shpërndarjes vertikale.* Koeficienti i shpërndarjes vertikale është pa dimensione, ai varet kryesisht nga lloji i terrenit. Vlera e këtij koeficienti është pranuar 0.14. Kjo është vlera më e përdorur në rast se nuk ka të dhëna reale për vlerësimin me saktësi të tij. Llogaritja e këtij koeficienti mund të bëhet duke instaluar kulla anemometrike me lartësi të ndryshme duke filluar nga 10 m mbi tokë. Llogaritja matematike e koeficientit të shpërndarjes vertikale të erës, si dhe profilin vertikal të saj u diskutua në praragrafin 2.4.
- *Presioni atmosferik mesatar dhe temperatura mesatare vjetore.* Energjia e erës varet nga presioni atmosferik në vendin e zgjedhur. Kjo vlerë zakonisht përdoret për të llogaritur “koeficientin e rregulluar të presionit atmosferik”. Presioni atmosferik është në përpjesëtim të zhdrejtë me lartësinë. Shprehja për llogaritjen e presionit atmosferik jepet si më poshtë:

$$P = P_0 \cdot e^{-(z/8200)} \quad (4.1)$$

ku: P_0 është presioni atmosferik mesatar në nivelin e detit.

z është lartësia mbi nivelin e detit ku do të përcaktohet presioni atmosferik P .

Presioni atmosferik mesatar standard në nivelin e detit është 101.3 kPa.

Gjatë procesit të modelimit kërkohet temperatura mesatare vjetore. Energjia e bartur nga era varet edhe nga kjo vlerë. Vleftha mesatare vjetore e temperaturës përdoret për të llogaritur “koeficientin e rregulluar të temperaturës”. Me rritjen e temperaturës, zvogëlohet densiteti i ajrit dhe si rrjedhojë energjia e erës zvogëlohet. Temperatura në kushte standarde është 15°C. Me rritjen e lartësisë temperatura zvogëlohet [34], [35].

Tabela 4. 1. Shpejtësia e erës (m/s), presioni atmosferik (kPa) dhe temperatura e ajrit (°C) në lartësinë 50 m.

Muaji	Shpejtësia e erës [m/s]	Presioni atmosferik [kPa]	Temperatura e ajrit [°C]
Janar	6.87	101.3	15
Shkurt	7.31	101.3	15
Mars	7.24	101.3	15
Prill	6.92	101.3	15
Maj	5.97	101.3	15
Qershor	5.56	101.3	15
Korrik	5.10	101.3	15
Gusht	4.99	101.3	15
Shtator	5.55	101.3	15
Tetor	6.17	101.3	15
Nëntor	7.38	101.3	15
Dhjetor	7.24	101.3	15
Vjetore	6.3	101.3	15

- *Koeficienti i formës,* është parametër i shpërndarjes Weibull i cili përcakton uniformitetin e erës. Me rritjen e koeficientit të formës, rritet dhe uniformiteti i saj. Për një shpejtësi

mesatare të caktuar, një koeficient forme i vogël tregon për shpërndarje të gjerë të shpejtësive të erës rreth vlerës mesatare ndërkohë një koeficient forme i madh tregon për një shpërndarje të ngushtë të shpejtësisë së erës rreth mesatares. Koeficienti i formës u përdor për të llogaritur kurbën e energjisë [34], [35]. Koeficienti i formës bazuar në shpërndarjen Weibull për gadishullin e Karaburunit është diskutuar në paragrafin 2.3.

4.2.2. Karakteristikat e turbinave të erës

Në paragrafin 3.5 u diskutua zgjedhja e turbinës më të përshtatshme për rajonin e Karaburunit, bazuar në karakteristikat e profilit të erës dhe parametrat e kurbës së fuqisë së 10 turbinave reale. Natyrshëm lind pyetja: turbinat që janë të përshtatshme nga ana teknike a janë të përshtatshme nga ana ekonomike? Për ti dhënë përgjigje pyetjes së mësipërme propozuam ndërtimin e një impianti me fuqi 12 MW me tre lloje të ndryshme turbinash si në Tabelën 4.2.

Karakteristikat e një turbine ere janë: fuqia nominale P_n , lartësia e kullës h , diametri i rotorit D , si dhe sipërfaqja e përfshirë nga helikat S_w . Në këtë studim janë zgjedhur tre lloje të ndryshme turbinash: T_7 , T_8 dhe T_9 siç janë diskutuar në Kapitullin 3. Pra, ENERCON-82 (2-13), SUDWIND S.46 (3-12) dhe SUDWIND S.46 (3-13). Parametrat teknik të këtyre tre turbinave jepen në Tabelën 4.2 si më poshtë [38], [39], [40].

Tabela 4. 2. Karakteristikat teknike të tre turbinave reale.

Nr.	Turbina	P_n [kW]	Nr. i turbinave	h [m]	D [m]	S_w [m ²]
1.	ENERCON-82 (2-13)	2,000	6	78	82	5,281.02
2.	SUDWIND S.46 (3-12)	600	20	74	46	1,661.90
3.	SUDWIND S.46 (3-13)	750	16	74	46	1,661.90

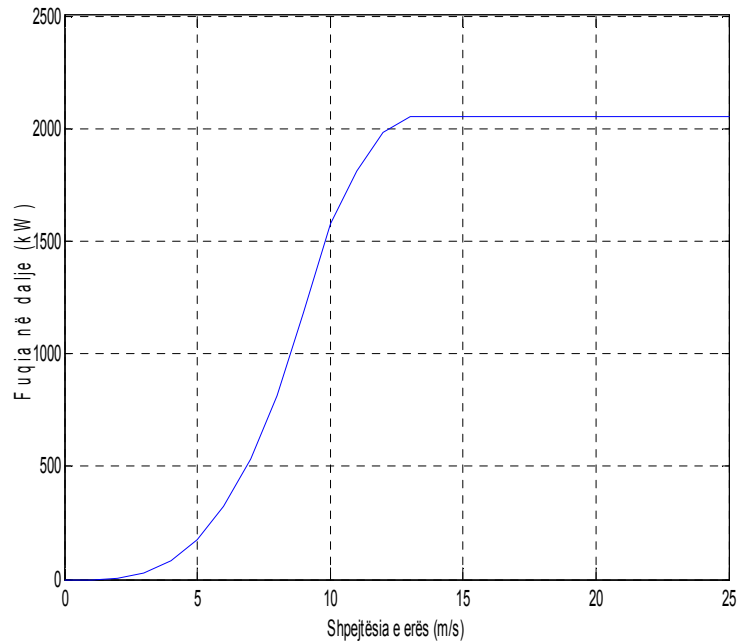
4.2.3. Të dhënat e kurbës së fuqisë

Projektuesi vendos të dhënat e kurbës së fuqisë së turbinës, e cila përfaqëson vlerën e çastit në dalje të turbinës, e matur kjo në të gjithë diapazonin e shpejtësive të punës në lartësinë e kullës. Zakonisht kjo kurbë jepet nga prodhuesit dhe ndërtohet për temperaturë 15°C dhe presion atmosferik 101.3 kPa [39], [40].

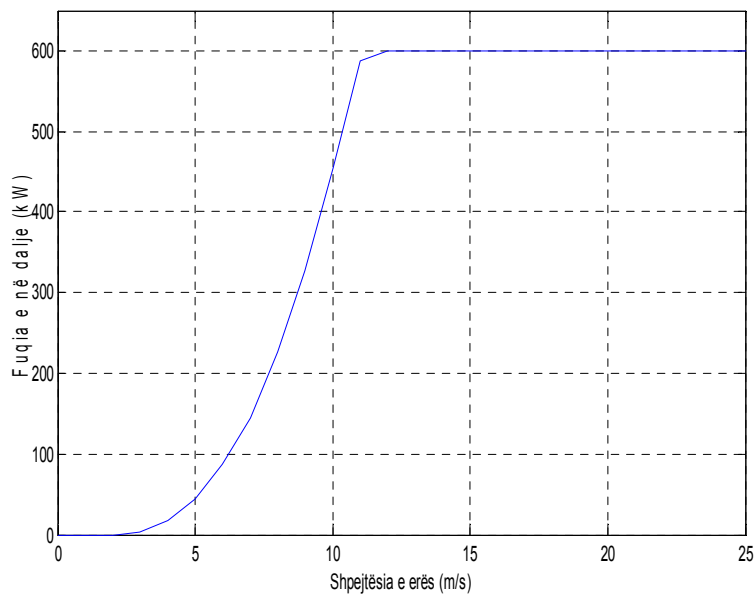
Për secilin sistem që shndërron energjinë erës, të dhënat e kurbës së fuqisë janë llogaritur dhe janë vendosur në soft. Shprehja që përdor RETScreen për llogaritjen e kurbës së fuqisë është dhënë me anë të ekuacionit (3.4).

Në Figurën 4.1 jepen në mënyrë grafike karakteristikat teknike të turbinave të shprehura nëpërmjet kurbës së fuqisë. Figura 4.1 a) tregon kurbën e fuqisë për turbinën ENERCON-82,

me fuqi nominale 2,000 kW. Figura 4.1 b) tregon kurbën e fuqisë për turbinën SUDWIND S.46 (3-12), me fuqi nominale 600 kW. Figura 4.1 c) tregon kurbën e fuqisë për turbinën SUDWIND S.46 (3-13), me fuqi nominale 750 kW [39], [40].



a)



b)

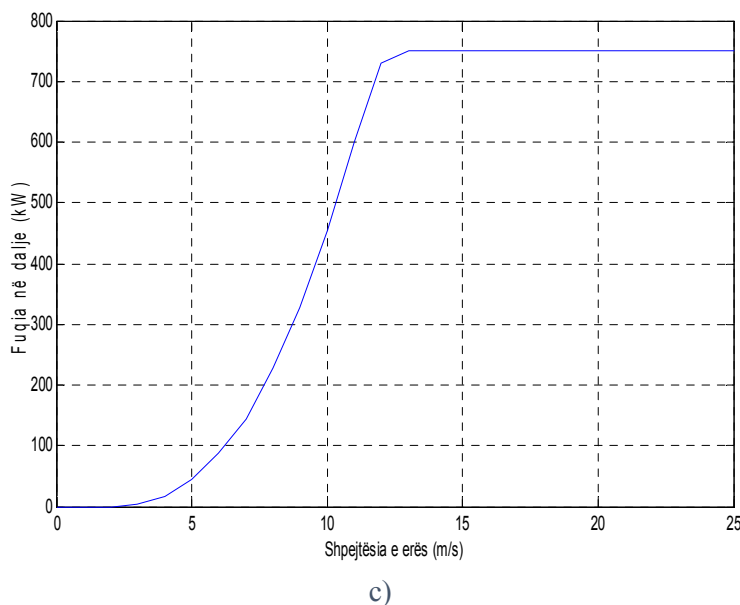


Figura 4. 1 Kurba e fuqisë për turbinën; a) 2,000 kW, b) 600 kW dhe c) 750 kW.

4.2.4. Karakteristikat e sistemit

Për një projekt të energjisë së erës, në grupin e karakteristikave të sistemit përfshihet: lloji i rrjetit, numri i turbinave, humbjet nga ndikimi reciprok i turbinave tek njëra-tjetra në rastin e impianteve të mëdha, humbjet nga ndotjet, humbjet e tjera që vijnë nga shkyçjet gjatë remonteve dhe humbjet teknike (elektrike dhe mekanike) [41], [42]. Këto karakteristika të sistemit diskutohen në mënyrë të detajuar si më poshtë.

- *Lloji i rrjetit.* Softi RETScreen ofron mundësinë e studimit të impianteve të energjisë së erës të lidhur me rrjetin qendror, të lidhur me një rrjet të izoluar ose jashtë rrjetit. Opsionet që të ofron softi janë: “Central Grid”, “Isolated Grid” dhe “Off Grid”. Mënyra e lidhjes me rrjetin e impiantit të propozuar varet nga madhësia e tij [41], [42]. Në këtë rast, meqenëse në secilin skenar të mundshëm fuqia e instaluar është 12 MW, impianti energjetik u propozua të jetë i lidhur me rrjetin qendror. Kjo mënyrë lidhje nënkupton se e gjithë energjia elektrike e prodhuar në impiant do të kalojë në rrjet pa pasur nevojën e pajisjeve që akumulojnë energji.
- *Numri i turbinave.* Numri i turbinave varet nga madhësia e impiantit dhe nga fuqia nominale e secilës turbine që zgjidhet të jetë pjesë e tij. Referuar Tabelës 4.1 do të kemi gjithsej 6 turbina ENERCON-82 (2-13), 20 turbina SUDWIND S.46 (3-12) dhe 16 turbina SUDWIND S.46 (3-13).

- *Humbjet.* Humbjet vlerësohen duke filluar nga rotori deri tek nënstacioni, pra humbjet në formën e energjisë kinetike dhe elektrike. Humbjet më të rëndësishme janë: humbjet nga ndikimi reciprok (*array losses*), humbjet në helika (*airfoil losses*) dhe humbjet e tjera (*miscellaneous losses*). Gjithashtu në fazën e modelimit, në listën e humbjeve është edhe qeliza e disponueshmërisë (*availability*) [41], [42]. Humbjet e shprehura në % të cilat janë pranuar në këtë studim jepen në Tabelën 4.3.

Humbjet nga ndikimi reciprok, shkaktohen për shkak të ndikimit që mund të kenë turbinat tek njëra-tjetra. Këto humbje varen kryesisht nga distanca nga një turbinë tek tjetra, orientimi, karakteristikat e vendit dhe topografia. Nëpërmjet këtyre humbjeve softi RETScreen llogarit koeficientin e humbjeve. Për një turbinë të vetme kemi 0% humbje, për një bashkësi deri në 10 turbina humbjet vlerësohen të jenë deri në 5%. Për impiantet e mëdha me shumë turbina këto humbje nuk i kalojnë 20% të energjisë së prodhuar bruto [41], [42].

Humbjet në helikë, shkaktohen nga ndotja e teheve për shkak të grumbullimit të papastërtive të cilat vijnë si rezultat i ngjitjes së insekteve ose ngrirjes së akullit. Akumulimi i insekteve ose i akullit në tehe e zvogëlon performancën aerodinamike të helikës. Gjithashtu, këto lloj humbjesh janë të nevojshme në RETScreen për shkak të llogaritjes së koeficientit të humbjeve. Vlerat e këtyre humbjeve luhaten nga 1 në 10% të energjisë së prodhuar bruto [41], [42]. Humbjet ajrore në gadishullin e Karaburunit vlerësohen të jenë vetëm humbje për shkak të insekteve.

Humbje të tjera. Në grupin e këtyre humbjeve përfshihen humbjet në saj të lëshimit dhe ndalimit, funksionimit të sistemeve të orientimit dhe ndalesat për shkak të shpejtësive të mëdha në rast stuhish. Gjithashtu këto humbje përfshijnë çdo fuqi parazitare dhe çdo humbje në linjat e transmetimit nga impianti i energjisë së erës në pikën ku ai lidhet me rrjetin lokal të shpërndarjes. Gjithashtu, këto lloj humbjesh janë të nevojshme në RETScreen për llogaritjen e koeficientit të humbjeve. Hulumtimet shkencore i vlerësojnë këto humbje nga 2 në 6% të energjisë së prodhuar bruto [41], [42].

Ndalesat teknike nënkuptojnë sasinë e kohës, e cila nuk është në dispozicion për prodhimin e energjisë elektrike. Turbinat e erës, krahasuar me sistemet e tjera të prodhimit të energjisë elektrike kanë një koeficient më të lartë disponueshmërie që shkon deri në 98%. Vlera e disponueshmërisë së projekteve të propozuar nga ne është 97% [41], [42].

4.3. Prodhimi vjetor i energjisë

Një nga parametrat fillestarë për krahasimin e skenarëve të ndryshëm të një projekti të energjisë së erës është prodhimi vjetor i energjisë. Softi RETScreen llogarit dhe shfaq ato vlera, të cilat janë bazë në përcaktimin e prodhimit vjetor të energjisë për një projekt. Vlerat e llogaritura janë energjia e prodhuar bruto, prodhimi specifik, faktori i kapacitetit të impiantit dhe energjia e rinovueshme e furnizuar [43]. Këto parametra diskutohen në mënyrë të detajuar si më poshtë.

4.3.1. Energjia e prodhuar bruto

Energjia e prodhuar bruto E_G përfaqëson energjisë para humbjeve për shpejtësinë, presionin atmosferik dhe temperaturën e vendit ku është instaluar turbina. Energjia e prodhuar bruto llogaritet sipas ekuacionit të mëposhtëm (4.1) [35], [43], [44].

$$E_G = E_U \cdot C_H \cdot C_T \quad (4.1)$$

ku E_U përfaqëson energjinë për kushte standarde temperature dhe presioni atmosferik ose të quajtur ndryshe *energjia e parregulluar*. Energjia e parregulluar llogaritet sipas ekuacionit të mëposhtëm të dhënë nëpërmjet shprehjes (4.2). C_H dhe C_T janë koeficientet e presionit dhe të temperaturës, të cilët llogariten nëpërmjet shprehjes (4.3) dhe (4.4) [35], [43], [44].

$$E_U = P_v \cdot f(v_{mes}) \quad (4.2)$$

ku v_{mes} është shpejtësia mesatare e erës në lartësinë e kullës. Koeficienti i presionit është në përpjesëtim të drejtë me presionin atmosferik mesatar në vend, i cili nga ana tjetër varet nga lartësia mbi nivelin e detit. Koeficienti i temperaturës është në përpjesëtim të zhdrejtë me temperaturën mesatare në vend [35], [43], [44].

$$C_H = \frac{P}{P_o} \quad (4.3)$$

$$C_T = \frac{T_o}{T} \quad (4.4)$$

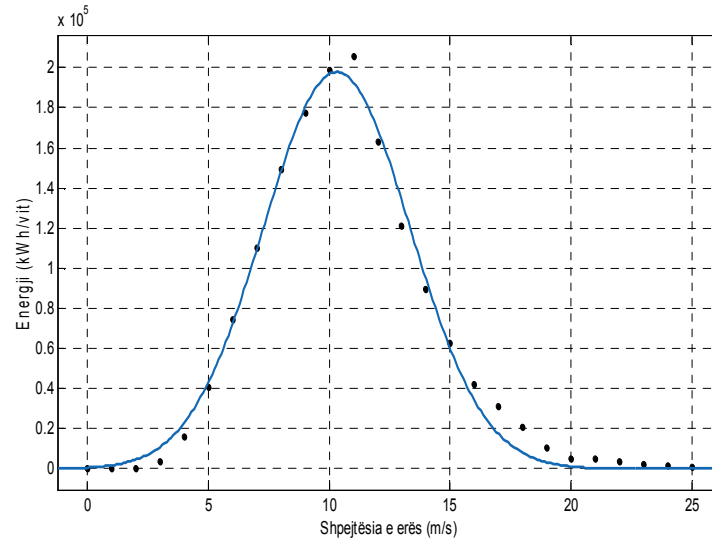
ku P është presioni atmosferik mesatar vjetor në vendin e instalimit, i cili për gadishullin e Karaburunit është zgjedhur i barabartë me presionin atmosferik standard dhe si rrjedhojë të dy koeficientet (4.3) dhe (4.4) janë të barabartë me 1.

Energjia elektrike që një turbinë mund të prodhojë llogaritet duke shumëzuar fuqinë e çastit të një turbine të përcaktuar sipas kurbës së fuqisë së saj me shpërndarjen probabilitare Weibull

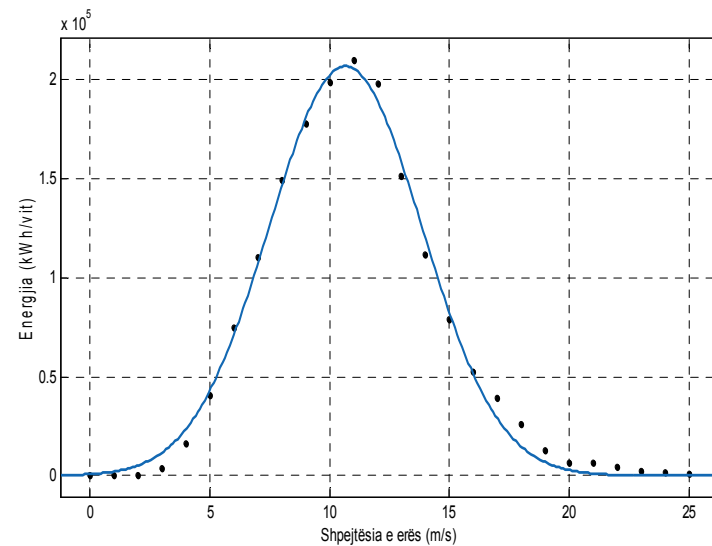
(Custom) ose Rayleigh (Standard). Shprehja matematike që përdoret për të llogaritur energjinë e kapur nga një turbinë jepet nëpërmjet shprehjes së mëposhtme (4.5) [35], [43], [44].

$$E_v = P_v \cdot f(v) \quad (4.5)$$

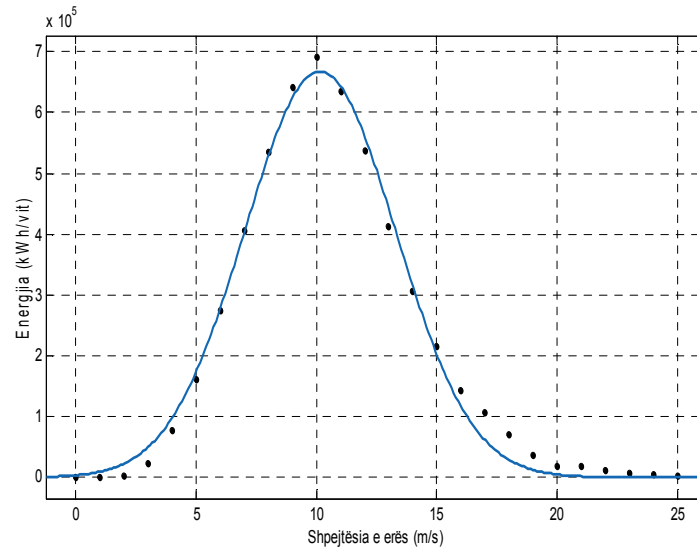
Në Figurën 4.2 jepen tre kurba energjie të cilat përfaqësojnë energjinë e kapur nga secila turbinë, përkatësisht me fuqi nominale 600 kW, 750 kW dhe 2,000 kW. Energjia e kapur në një vit (8,760 orë) jepet nëpërmjet shprehjes së mëposhtme (4.6).



a)



b)



c)

Figura 4. 2. Kurba e energjisë së kapur për tre turbinat e erës a) turbina 600 kW, b) turbina 750 kW dhe c) turbina 2,000 kW.

$$E = 8760 \cdot \sum_{v=0}^{25} P_v \cdot f(v) \quad (4.6)$$

Në Figurën 4.2 me pika jepet vlera e llogaritur e energjisë së kapur për një shpejtësi të dhënë. Ndërsa me vijë është kurba e përafëruar e saj. Përafrimi është Gaussian me $R^2 = 99.09\%$, $R^2 = 99.42\%$ dhe $R^2 = 99.26\%$, përkatësisht për turbinën 600 kW, 750 kW dhe 2000 kW. Energjia bruto e kapur nga secila turbinë rezulton 1,537,844.28 kWh/vit, 1,676,418.72 kWh/vit dhe 5,343,915.36 kWh/vit, respektivisht për turbinën 600 kW, 750 kW dhe 2000 kW.

Energjia vjetore totale bruto E_T e gjeneruar nga i gjithë impianti energjetik gjendet nga produkti i energjisë së kapur nga çdo turbinë me numrin e turbinave.

Pra;

$$E_{T600} = 20 \cdot 1,537,844.28 \text{ kWh / vit} = 30.757 \text{ MWh / vit}$$

$$E_{T750} = 16 \cdot 1,676,418.72 \text{ kWh / vit} = 26.823 \text{ MWh / vit}$$

$$E_{T2000} = 6 \cdot 5,343,915.36 \text{ kWh / vit} = 32.063 \text{ MWh / vit}$$

4.3.2. Energjia e ripërtëritshme e furnizuar (E_D)

Energjia e ripërtëritshme e furnizuar nënkupton sasinë e energjisë së erës të transformuar në energji elektrike. Ndryshe kjo sasi energjie mund të quhet si *energji e prodhuar neto*. Është pikërisht kjo vlerë e cila merret parasysh në analizën ekonomike të projektit. Për llogaritjen e

energjisë së ripërtëritshme të furnizuar, softi RETScreen përdor shprehjen e mëposhtme (4.7) [35], [43], [44].

$$E_D = E_G \cdot C_L \quad (4.7)$$

ku C_L përfaqëson koeficientin e humbjeve, i cili llogaritet nëpërmjet shprehjes së mëposhtme (4.8).

$$C_L = (1 - \alpha_a)(1 - \alpha_s)(1 - \alpha_m)(1 - \alpha_d) \quad (4.8)$$

ku α_a , α_s dhe α_m janë përkatësisht humbjet si rezultat i ndikimit reciprok, humbjet ajrore, humbjet e tjera (teknike) dhe humbjet për shkak të mungesës apo pamjaftueshmërisë.

Tabela 4. 3. *Humbjet e energjisë në sistem.*

Nr.	Humbjet	Vlera [%]
1	Reciproke	1.5
2	Ajrore	1
3	Të tjera	3
4	Disponueshmëria	97
	Total	8.5

Në Tabelën 4.3 jepen vlerat e pranuar të humbjeve të energjisë së prodhuar nga turbina të shprehura në përqindje. Në tabelë tregohen vlerat e pranuar të humbjeve si rezultat i ndikimit reciprok 1.5%, humbjet ajrore 1%, humbjet të tjera 3% dhe disponueshmëria 97%. Duke përdorur shprehjen (4.8), na rezulton se koeficienti i humbjeve është 0.9175.

Në Figurën 4.3 jepet krahasimi i energjisë së prodhuar bruto dhe energjisë së rinovueshme të furnizuar (prodhimi neto) duke përdorur turbinat e pranuar më sipër për projektin me fuqi të instaluar 12 MW. Nga figura shohim se rasti kur aplikohet turbina me fuqi 2,000 kW rezulton me prodhim vjetor bruto më të madh me vlerë 35,400.28 MWh dhe me prodhim vjetor neto 32,480.42 MWh, ku humbjet e energjisë vlerësohen në masën 2,919.86 MWh. Rasti i dytë me i mirë është kur aplikohet turbina me fuqi 600 kW e cila rezulton me prodhim vjetor bruto me vlerë 33,653.07 MWh, me prodhim vjetor neto 30,877.32 MWh dhe humbje të energjisë vlerësohen në masën 2,775.75 MWh. Rasti i tretë kur aplikohet turbina me fuqi 750 kW rezulton me prodhim vjetor bruto me vlerë 29,738.06 MWh, me prodhim vjetor neto 27,285.23 MWh dhe humbje të energjisë vlerësohen në masën 2,452.84 MWh. Nga analiza e prodhimit vjetor të energjisë rezulton se turbina me fuqi 750 kW e zgjedhur për tu instaluar do të ketë performancë më të dobët krahasuar me dy të tjerat.

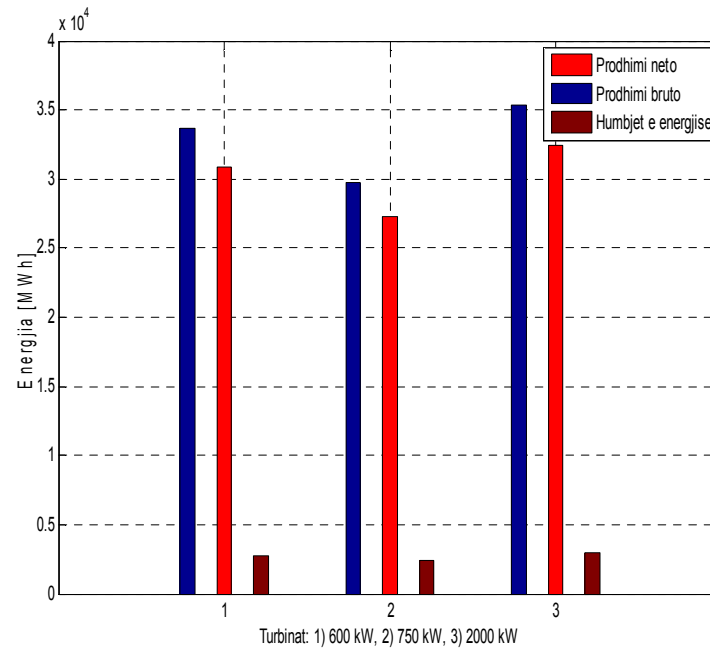


Figura 4. 3. Krahاسimi i prodhimit vjetor bruto dhe neto i energjisë për tre rastet.

4.3.3. Prodhimi specifik (Y)

Prodhimi specifik përfaqëson një tjetër parametër i cili përdoret për të vlerësuar dhe krahasuar përshtatshmërinë e turbinave në vendin e propozuar për tu instaluar.

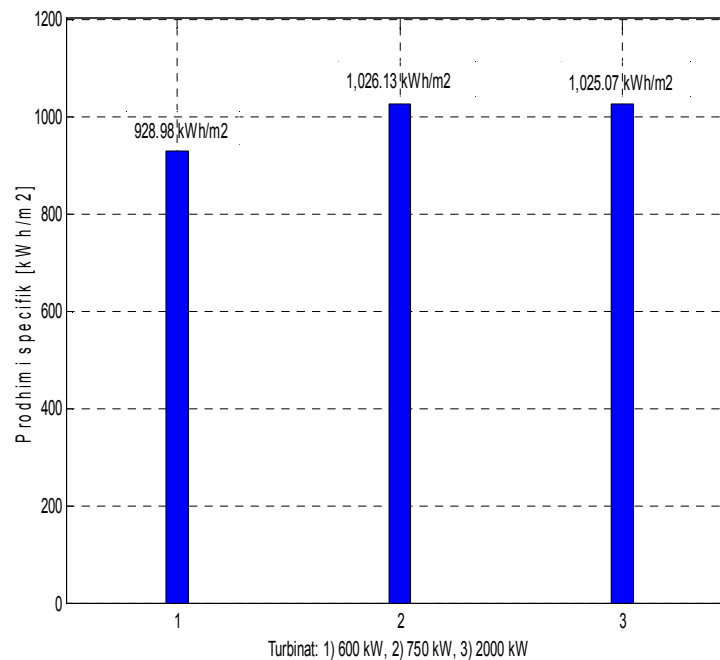


Figura 4. 4. Krahاسimi i prodhimit specifik për tre rastet.

Prodhimi specifik Y përcaktohet si raport i energjisë së ripërtëritshme të furnizuar me numrin e turbinave N dhe sipërfaqen që zë helika S . Shprehja matematike për llogaritjen e këtij parametri jepet me anë të ekuacionit të mëposhtëm (4.9) [35], [43], [44].

$$Y = \frac{E_D}{NS} \quad (4.9)$$

Në Figurën 4.4 krahasohen vlerat e prodhimit specifik për tre tipet e turbinave. Vlera maksimale e prodhimit specifik rezulton 1,026.13 kWh/m² dhe korespondon me turbinën me fuqi 750 kW. Duke i krahasuar tre turbinat e mundshme shohim se turbina 2,000 kW rezulton me një prodhim specifik të përafërt me atë 750 kW me vlerë 1,025.07 kW. Turbina që rezulton me një prodhim specifik me të vogël me vlerë 928.98 kWh/m² është 600 kW.

4.3.4. Faktori i kapacitetit të impiantit (PCF)

Faktori i kapacitetit është një tregues i energjisë që mund të prodhojë një impiant në një vend të caktuar. Në Kapitullin 3 u diskutua për metodat e përcaktimit të faktorit të kapacitetit të turbinave dhe u theksua se ekzistojnë një sërë modelesh për vlerësimin e tij. Në këtë nën paragraf diskutohet për faktorin e kapacitetit të impiantit të llogaritur nëpërmjet softit RETScreen Expert.

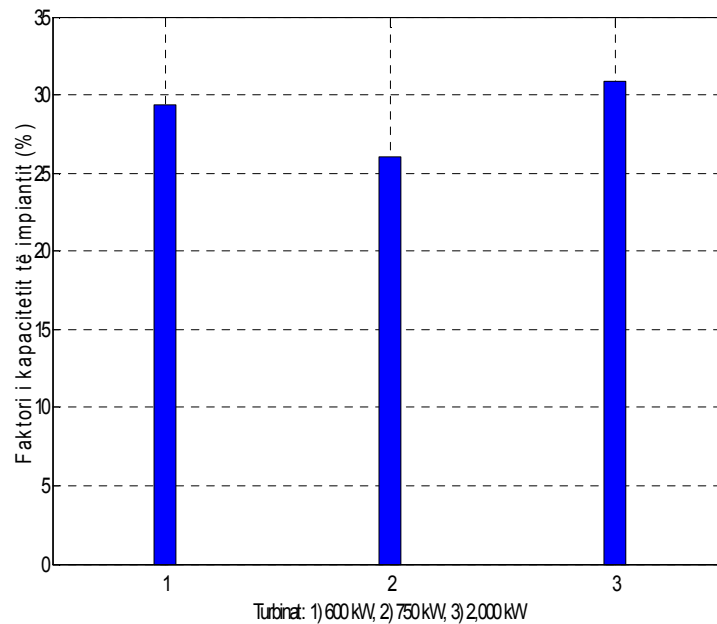


Figura 4. 5. Krahasimi i faktorit të kapacitetit për tre rastet.

Faktori i kapacitetit të impiantit llogaritet nëpërmjet RETScreen duke shfrytëzuar shprehjen e dhënë me anë të ekuacionit (4.10), i cili përcaktohet si raport i energjisë së prodhuar neto E_D me kapacitetin e impiantit (WEC – Wind Plant Capacity) dhe numrin e orëve në një vit h_y (8760) [35], [43], [44].

$$PCF = \frac{E_D}{(WEC \cdot h_y)} \quad (4.10)$$

Në Figurën 4.5 tregohet në mënyrë grafike krahasimi i faktorit të kapacitetit të impiantit duke pranuar lloje të ndryshme turbinash.

Në figurën e mësipërme qartësisht tregohet se faktori i kapacitetit të impiantit kur aplikohet turbina 600 kW rezulton 29.4%. Kur aplikohet turbina me fuqi 750 kW rezulton 26% dhe në rastin e turbinës me fuqi 2,000 kW faktori i kapacitetit rezulton 30.9%.

4.4. Përfundime

Modelimi i një projekti të energjisë së erës nëpërmjet softit RETScreen, modeli më i përhapur sot për vlerësimin e burimeve të energjive të ripërtëritshme, përbën hapin e parë në studimin e vlefshmërisë ekonomike të tij.

Në këtë kapitull u trajtuan parametrat fillestarë për modelimin e një projekti energjetik ku përfshiheshin karakteristikat e vendit, karakteristikat e turbinave të erës, të dhënat e kurbës së fuqisë dhe karakteristikat e sistemit. Më pas u diskutua mbi prodhimin vjetor të energjisë duke duke arsyetuar mbi parametra të tillë si energjia e prodhuar bruto, energjia e ripërtëritshme e furnizuar/energja e prodhuar neto, prodhimi specifik dhe faktori e kapacitetit të impiantit.

5

ANALIZA E KOSTOVE

5.1. Hyrje

Llogaritja e kostove i shoqërohet gjithnjë projektit të energjisë së erës, pavarësisht nëse kemi të bëjmë me analizën e para-fisibilitetit apo me analizën e fisibilitetit.

Në lidhje me kostot e një projekti të energjisë së erës, pyetjet e para që mund të lindin janë: “Sa është kosto e prodhimit të energjisë elektrike?”, “Sa është kosto e ndërtimit të një impianti të energjisë së erës?” dhe “A janë të sakta llogaritjet e kostos?”.

Saktësia e llogaritjes së kostove gjendet si raport i kostos së llogaritur me koston përfundimtare që rezulton nga zbatimi i projektit të propozuar, duke pranuar vlerën e parashë të pa ndryshueshme [45].

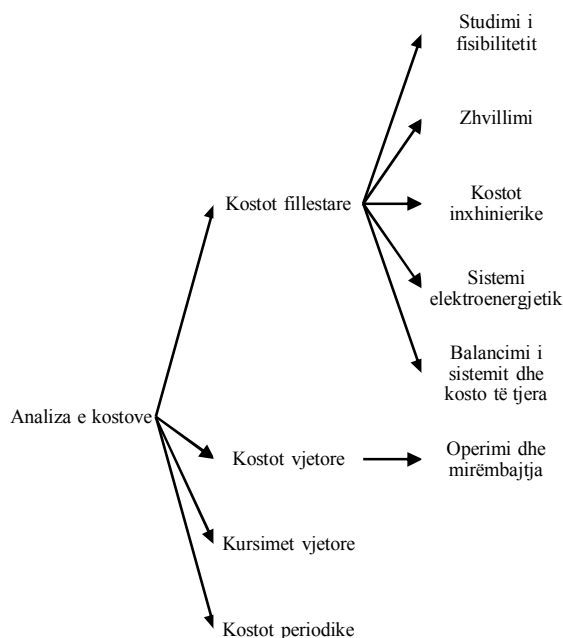


Figura 5. 1. Diagrama e kostove të projekteve të energjisë së erës.

Saktësia e llogaritjes së kostos varet nga lloji dhe niveli i analizës së projektit. Për rastin e analizës së para-fisibilitetit, në të cilën nuk kërkohen llogaritje të detajuara, saktësia e analizës

së kostos luhatet midis 40 deri në 50 %. Por, kjo saktësi varet në të njëjtën kohë nga eksperiencia e projektuesit, madhësia e projektit që është marrë në studim dhe saktësia e informacioneve që disponon projektuesi. Për një analizë të detajuar siç është analiza e fisibilitetit, kërkohet saktësi më e lartë. Pra saktësia e llogaritjeve të kostos në analizën e fisibilitetit, duhet të jetë midis 15 deri në 20 % të totalit të kostove fillestare të projektit [45].

Në këtë kapitull bëhet modelimi dhe analiza e kostove me ndihmën e softit RETScreen Expert. Fillimisht, në paragrafin 5.2 bëhet modelimi dhe analiza e kostos fillestare në të cilën përfshihet studimi i fisibilitetit dhe më pas analizohen kostot e ndërtimit të impiantit, kostot inxhinierike, kostot e ndërtimit të sistemit elektrik, balancimi i sistemit dhe kosto të tjera shtesë. Në paragrafin 5.3 analizohen kostot operacionale dhe të mirëmbajtjes (O&M). Gjithashtu në paragrafin 5.4 dhe 5.5 analizohen shkurtimisht kostot vjetore dhe ato periodike. Këto kosto dhe të tjera, që përfshihen në to janë të diskutuara në mënyrë të detajuar më poshtë (Figura. 5.1).

5.2. Kostot fillestare

Kategoritë kryesore të kostove që përfshihen në grupin e kostove fillestare janë kostot e studimit të fisibilitetit, kostot e zhvillimit të projektit, kostot inxhinierike, kostot e ndërtimit të sistemit elektroenergjetik dhe instalimit të pajisjeve energjetike, kostot e balancimit të sistemit dhe kosto të tjera shtesë [45]. Qëllimi i këtij paragrafi është që të diskutohen dhe vlerësohen kostot në vlerë monetare dhe në përqindje të kostos totale për çdo element që nevojitet për ndërtimin e një impianti energjetik me turbina ere të kohës. Në Tabelën 5.1 jepen kostot kryesore të shprehura në përqindje për impiante me fuqi të instaluar të madhe dhe impiante me fuqi të vogël për vitin 2007, sipas projekteve të energjisë së erës të zbatuara në Kanada.

Tabela 5. 1. *Kostot fillestare të impiantit të energjisë së erës [45].*

Lloji i kostos	Impiante të mëdha [%]	Impiante të vogla [%]
Studimi i fisibilitetit	< 2	1 deri 7
Zhvillimi	<1 deri 8	4 deri 10
Inxhinierike	<1 deri 8	1 deri 5
Sistemi elektroenergjetik	67 deri 80	47 deri 71
Balancimi i sistemit	17 deri 26	13 deri 22
Të tjera	1 deri 4	2 deri 15

Siç tregohet në tabelën e mësipërme, peshën më të madhe në kostot kryesore të impianteve të energjisë së erës e zë sistemi energjetik dhe balancimi i sistemit, të cilat për impiante të mëdha luhaten me vlera nga 67 deri 80% dhe 17 deri 26%, respektivisht [45]. Duke krahasuar

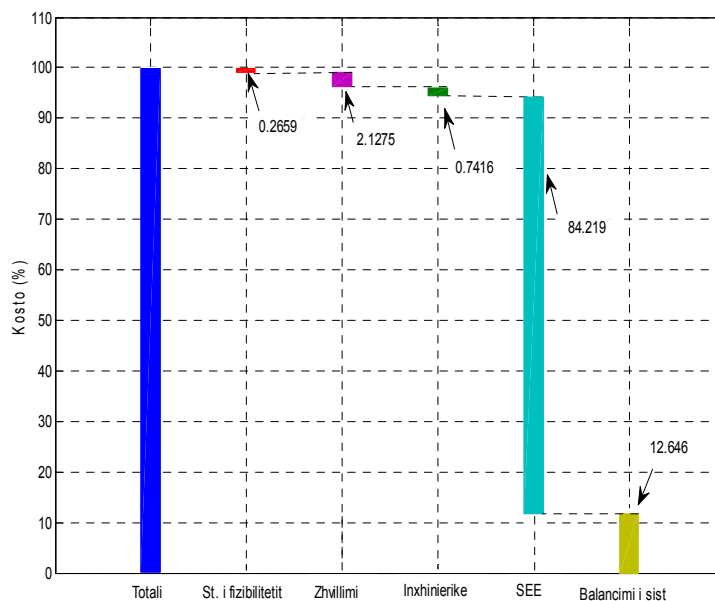
dy kostot e përmendura më sipër për impiante të mëdha dhe të vogla mund të themi se, sa më i madh të jetë impianti energjetik, aq më të mëdha janë këto dy kosto.

Në Tabelën 5.2 të mëposhtme jepen kostot në përqindje, të cilat janë pranuar bazuar në raportin e Shoqatës Evropiane të Energjisë së Erës (EWEA) për vitin 2015 dhe raportin e Labororit Kombëtar të Energjive të Ripërtërishme (NREL) për vitin 2014. Për të bërë këtë studim, janë marrë në shqyrtim tre raste, me turbinë me fuqi 600 kW, 750 kW dhe 2,000 kW, të cilat janë diskutuar edhe në kapitujt e mëparshëm për të ndërtuar impiantin me fuqi të instaluar 12 MW.

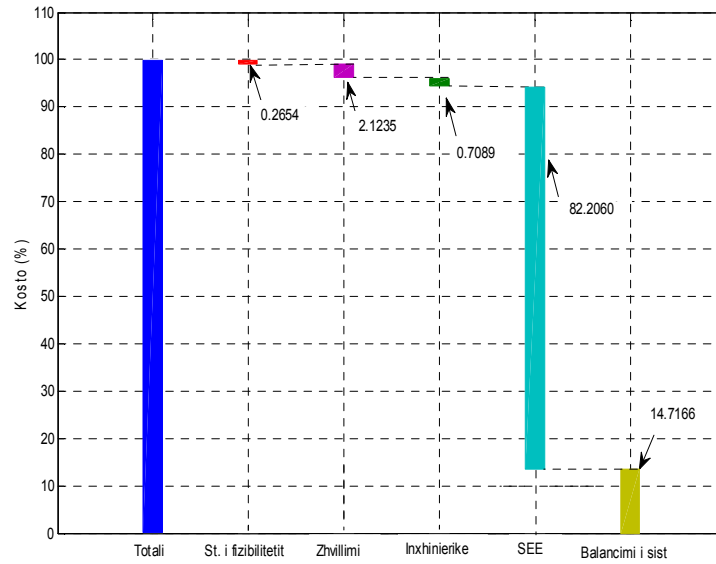
Tabela 5. 2. *Kostot kryesore për tre raste të ndryshme (€).*

Lloji i kostos	Rastet me turbina të ndryshme [kW]					
	600		750		2,000	
	Kosto [€]	%	Kosto [€]	%	Kosto [€]	%
Studimi i fisibilitetit	42,300	0.2659	42,300	0.2654	42,300	0.2808
Zhvillimi	338,500	2.1275	338,500	2.1235	338,500	2.2469
Inxhinierike	118,000	0.7416	113,000	0.7089	117,500	0.7799
Sistemi elektroenergjitik	13,400,000	84.219	13,104,000	82.206	12,673,000	84.121
Balancimi i sistemit	2,012,103	12.646	2,342,646	14.7166	1,893,832	12.571
Total	15,910,903	100	15,940,446	100	15,065,132	100

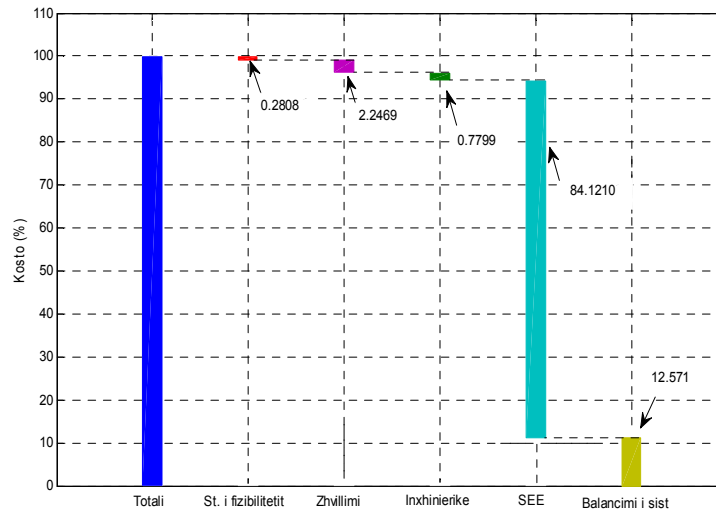
Në Figurën 5.2, jepet kosto kryesore e projektit të propozuar me fuqi të instaluar 12 MW për të tre rastet me turbina me fuqi 600 kW, 750 kW dhe 2,000 kW.



a)



b)



c)

Figura 5. 2. Kosto fillestare e projektit 12 MW të energjisë së erës për tre raste; a) turbina 600 kW, a) turbina 750 kW, a) turbina 2,000 kW.

5.2.1. Studimi i fisibilitetit

Shpesh për ndërtimin e impianteve të mëdha dhe shumë të kushtueshme kërkohet të bëhet analizë detajuar e fisibilitetit. Studimi i fisibilitetit përfshihet në koston kryesore, në të përfshihet shqyrtimi i vendit, vlerësimi i burimit, hartimi i projektit paraprak, vlerësimi i detajuar i kostove, studimi i emetimit të gazeve serë në rastin bazë dhe hartimi i planit të

monitorimit të tyre, përgatitja e raporteve, menaxhimi i projektit dhe kostot e udhëtimeve [45], [46].

Në rastet që do të shqyrtojmë, kostot e studimit të fisibilitetit janë pranuar të barabarta për secilin rast, por referuar literaturës totali i të gjithë kostos së studimit të fisibilitetit nuk duhet të kalojë 2% të kostos së projektit, në rastet e projekteve të mëdha [44], [45], [46].

- *Shqyrtimi i vendit*, bëhet për të përcaktuar karakteristikat e përgjithshme dhe specifike të vendit dhe zonës, për të identifikuar të dhënat kryesore që kërkohen dhe disponueshmërinë, si dhe për të vendosur me saktësi vendin më të përshtatshëm për instalimin e turbinave. Zakonisht në projekt, shqyrtimi i vendit bëhet nga 2 deri në 8 persona-ditë [45]. Kosto mesatarisht për person-ditë vlerësohet €350.
- *Vlerësimi i burimit të erës*, kërkon stacione meteorologjike ose kulla anemometrike për të matur shpejtësinë e saj, të paktën për një periudhë një vjeçare. Në këtë studim për qëllime llogaritëse është pranuar ngritja e dy stacioneve meteorologjike/kullave anemometrike me kosto €10.000 secila.
- *Vlerësimi i mjedisit*, është një pjesë shumë e rëndësishme e studimit të fisibilitetit të projekteve energjetike. Vlerësimi i mjedisit bëhet nga 2 deri në 8 persona-ditë [45]. Kosto mesatarisht për person-ditë vlerësohet €350.
- *Projektimi paraprak*, kërkohet me qëllim përcaktimin e kapacitetit të impiantit, përmasat, shpërndarjen e strukturave dhe pajisjeve, si dhe sasinë e nevojshme të konstruksioneve për llogaritje të detajuar të kostove. Projektimi paraprak bëhet nga 2 deri në 20 persona-ditë [45]. Kosto mesatarisht për person-ditë vlerësohet €350.
- *Vlerësimi i detajuar i kostos* për projektin e propozuar, bazohet në projektimin paraprak. Numri i personave-ditë që nevojiten për të vlerësuar koston në detaje luhatet midis 3 dhe 20 persona-ditë [45]. Mesatarisht, kosto për person-ditë vlerësohet €350.
- *Studimi i emetimit të gazeve serrë në rastin bazë dhe PM (plani i monitorimit)*, është një etapë e rëndësishme për studimin e fisibilitetit në rastet kur impianti i erës i propozuar do të zëvendësojë një impiant konvencional. Në rastet kur impianti i propozuar është me fuqi të instaluar më të vogël se 15 MW, nuk është i nevojshëm ky studim. Për impiantet e erës më të mëdha se 15 MW kosto e këtij studimi në kompleks vlerësohet €25.000 [45].
- *Përgatitja e raportit të studimit të fisibilitetit*, llogaritet në bazë të kohës që i duhet një specialisti për të përfunduar punën e nevojshme. Përgatitja e raportit përfshin midis 2 deri

në 15 persona-ditë [45]. Në studimin e bërë në këtë punim kosto e tyre shkon mesatarisht €350.

- *Menaxhimi i projektit*, kërkon 2 deri në 8 persona-ditë [45]. Kosto është pranuar €350.
- *Udhëtimi dhe akomodimi*, është pranuar me kosto mesatare €200.

Kostot e studimit të fisibilitetit janë paraqitur në Tabelën 5.3. si më poshtë, ku rezulton se kosto e vlerësimit të burimit të erës zë 47.28% dhe projektimi paraprak zë 16.55% të nën totalit të koston se fisibilitetit.

Tabela 5. 3. Kostot e studimit të fisibilitetit.

Lloji i koston	Njësia	Sasia	Kosto për njësi[€]	Çmimi [€]
Shqyrtimi i vendit	p-d	5	350	1,750
Vlerësimi i burimit të erës	Kullë	2	10,000	20,000
Vlerësimi i mjedisit	p-d	5	350	1,750
Projektimi paraprak	p-d	20	350	7,000
Detajimi i kostove	p-d	10	350	3,500
Studimi i GHG dhe PM	Projekt	-	-	-
Përgatitje e raportit	p-d	10	350	3,500
Menaxhimi i projektit	p-d	8	350	2,800
Udhëtime dhe akomodime	p-rrugë	10	200	2,000
Total				42,300

5.2.2. Zhvillimi i impiantit

Në mënyrë që një projekt i energjisë së erës të shihet si i përshtatshëm për tu zbatuar, pas studimit të fisibilitetit, duhet të analizohen kostot e zhvillimit të projektit. Në disa projekte, studimi i fisibilitetit, zhvillimi dhe aktivitetet inxhinierike mund të bëhen në të njëjtën kohë.

Për projektet e energjisë së erës, ekzistojnë një sërë mundësish zhvillimi. Tendenca e kohës është në drejtim të zhvilluesve privat [45]. Pra, në mënyrë më të përmblodhur mund të themi se pronarët ose ata që kërkojnë të zhvillojnë dhe të shfrytëzojnë impiantet e erës janë [4], [45];

- 1) Vetë përdoruesit,
- 2) Prodhuesit e pavarur të energjisë,
- 3) Konsumatorët që kërkojnë të reduktojnë çmimin e energjisë elektrike,
- 4) Entet përgjegjëse për sistemet energjetike të izoluara, ose
- 5) Individët që janë të lidhur në një rrjet të izoluar.

Etapat e zhvillimit të projektit kryesisht përfshijnë koston e tilla si negociatat e shitjes së energjisë, lejet, miratimet, të drejtat e tokës, studimi i tokës, vlerësimi dhe regjistrimi i GHG, financimi i projektit, ekspertiza ligjore dhe kontabël, menaxhimi i projektit dhe kostot e udhëtimit/akomodimit.

Në këtë studim kostot e zhvillimit të projektit janë pranuar të barabarta për të tre rastet në studim. Kostot e zhvillimit të projekteve të energjisë së erës referuar literaturës luhaten midis 1 deri në 8% e kostos totale [4], [45].

- *Negociatat për shitjen e energjisë*, varen nga lloji i projektit, nëse është projekt i zhvilluar nga sipërmarrësit privat atëherë përfshin nga 0 deri në 20 persona-ditë. Në rastin e zhvillimit të impianteve nga shteti këto kosto nuk merren parasysh [45]. Kosto mesatarisht vlerësohet €350 për person-ditë.
- *Lejet dhe miratimet*, përfshijnë në varësi të projektit nga 0 deri në 400 persona-ditë, me një kosto nga €150 deri në €600 [44], [45]. Në këtë studim kosto e tyre pranohet €350 për person-ditë.
- *Studimi dhe e drejta e tokës*, përfshin kosto të cilat kanë lidhje kryesisht me shpronësimet për ndërtimin e rrugëve, linjave të transmetimit, nënstacioneve dhe ndërtesave për O&M. Këto kosto për këtë rast vlerësohen €150,000 [45], [47].
- *Vlerësimi dhe regjistrimi i GHG*, është i nevojshëm për vlerësimin dhe regjistrimin e sasisë së GHG që projekti i propozuar do të reduktojë. Vlerësimi i GHG nënkupton vërtetimin se reduktimi i deklaruar i emetimeve është real. Regjistrimi do të bëhet pranë UNFCCC (United Nation Framework Convention on Climate Change), me qëllim përfitimin nga ky program. Vlerësimi gjithashtu është i nevojshëm për projektet CDM (Clean Development Mechanism) të mbështetur nga BE. Vlerësimi dhe regjistrimi bëhet nga organizata të akredituara. Në këtë studim, kjo kosto është vlerësuar €30,000 në total [47].
- *Financimi i projekteve*. Kosto e financimit të projektit zakonisht zë rreth 1.5% të totalit [47]. Në projektin e propozuar nga ne kjo kosto shkon në €350 dhe numri i persona-dite është 100.
- *Ekspertimi ligjor dhe kontabël*, kërkohet në momente të ndryshme përgjatë stadeve të zhvillimit të projektit. Kjo kosto përfshin themelimin e kompanisë që do të zhvillojë projektin, raportet financiare mujore dhe vjetore, llogaritjet gjatë projektit etj. Ekspertimi ligjor nevojitet për marrëveshjet financiare, pronësinë, siguracionet, pranimin e përgjegjësive dhe kompleksin e kontratave dhe marrëveshjeve [47]. Në këtë kosto mund të përfshihen nga 3 deri në 200 persona-ditë [47]. Kosto për person-ditë në këtë studim është €350.
- *Menaxhimi i projektit*, përfshin shpenzimet për menaxhimin e të gjitha fazave të zhvillimit të projektit (duke përfshirë ndërtim- mbikëqyrje). Marrëdhëniet me publikun të cilat janë pjesë e rëndësishme e një projekti të suksesshëm janë gjithashtu të përfshira në këtë kosto.

Menaxhimi i projektit referuar literaturës zë 12 deri në 20% të kostos së zhvillimit. Por në këtë kosto futet edhe kosto e marrëdhënieve me publikun e cila varet nga mbështetja lokale për zhvillimin me sukses të projektit. Për projektet e mëdha ku ndërtimi i impiantit zgjat deri në pesë vjet kjo kosto shkon në €150,000 [47]. Ndërtimi i impiantit të propozuar nga ne parashikohet me një kohëzgjatje 12 muaj.

- *Kostot e udhëtimit dhe akomodimit*, përfshijnë vizitat në terren dhe të gjitha udhëtimet e duhura përgjatë fazës së zhvillimit. Këto kosto përfshijnë të gjitha kostot që lidhen me udhëtimet që duhen për zhvillimin e projektit [47], [48]. Në këtë studim kjo kosto është vlerësuar €1,000.

Në tabelën e mëposhtme jepen të përmbledhura të gjitha kostot, të cilat përfshihen në koston e zhvillimit të projektit.

Tabela 5. 4. *Kostot e zhvillimit të projektit.*

Lloji i kostos	Njësia	Sasia	Kosto për njësi[€]	Çmimi [€]
Negociatat	p-d	10	350	3,500
Lejet dhe miratimet	p-d	100	350	35,000
Studimi dhe e drejta e tokës	Projekt	1	150,000	150,000
Vlerësimi dhe regjistrimi i GHG	Projekt	1	30,000	30,000
Financimi i projektit	p-d	100	350	35,000
Ekspertimi ligjor dhe kontabël	p-d	100	350	35,000
Menaxhimi i projektit	p-vit	0.2	150,000	30,000
Udhëtime dhe akomodime	p-rrugë	20	1,000	20,000
Total				338,500

5.2.3. Kostot inxhinierike

Kostot inxhinierike përfshijnë projektet e vendeve dhe ndërtesave, projektet mekanike, projektet elektrike, projektet civile, tenderët, kontratat dhe mbikëqyrjet e ndërtimeve. Këto kosto diskutohen më poshtë.

Për impiantet e mëdha, kostot inxhinierike luhaten nga 1 deri në 8% të kostos totale të të gjithë projektit [46]. Në Tabelën 5.5 jepen vlerat e kostove inxhinierike për studimin dhe analizën e fisibilitetit për të tre rastet.

- *Projektimi i vendit.* Për të kompletuar analizën e fisibilitetit, kërkohet të realizohet projektimi i vendit ku do të instalohet secila turbinë.

Kosto e projektimit të vendit varet nga koha e kërkuar nga ekspertët për të përfunduar punën e duhur. Ajo mund të përfshijë 0 deri në 300 persona-ditë, me vlerë €150 deri €500 në varësi nga kompleksiteti, i parë nga këndvështrimi i vendit për projektin e propozuar.

Me rritjen e numrit të turbinave, kosto e projektimit të vendit do të rritet. Kjo për shkak se çdo turbinë kërkon një projekt individual para se të instalohet [45]. Kështu, për projektin e propozuar me turbina me fuqi 600 kW, i cili parashikohet të përmbajë 20 turbina, kosto e projektimit të vendit do të jetë më e madhe. Kosto e projektimit të vendit për 6 turbinat me fuqi 2,000 kW, do të jetë më e ulët.

Në studimin tonë kosto për 30, 35 dhe 50 persona-ditë është pranuar €500, përkatësisht për tre turbinave 2,000 kW, 750 kW dhe 600 kW.

- *Projekti mekanik.* Kosto e projektit mekanik i shoqërohet projektimit dhe planifikimit të montimit, si dhe të konstruktimit të pajisjeve. Kjo kosto varet nga koha e kërkuar nga specialistët për të përfunduar punën e nevojshme. Në të mund të përfshihen nga 2 deri në 150 persona-ditë, me vlerë €150 deri €600 [4], [44], [45].

Në studimin tonë kosto për 25, 16 dhe 15 persona-ditë është pranuar €500, përkatësisht për tre turbinat 2,000 kW, 750 kW dhe 600 kW.

- *Projekti elektrik.* Kosto e projektit elektrik i shoqërohet projektimit dhe planifikimit të ndërtimit të sistemeve të kontrollit dhe mbrojtjes elektrike, si dhe lidhjen me sistemin elektroenergjetik.

Kosto e projektit elektrik vlerësohet në bazë të kohës së kërkuar nga ekspertet për realizimin e punës së nevojshme. Kjo kosto përfshin 3 deri në 300 persona-ditë në vlerë €150 deri €600, në varësi të madhësisë dhe kompleksitetit të projektit [4], [45].

Në studimin tonë kosto për 30, 28 dhe 25 persona-ditë është pranuar €500, përkatësisht për tre turbinat 2,000 kW, 750 kW dhe 600 kW.

- *Projekti civil.* Kosto e projektit civil lidhet me projektimin dhe planifikimin e ndërtimit të bazës, rrugëve etj.

Kjo kosto vlerësohet në bazë të kohës së kërkuar nga ekspertet për realizimin e punës së nevojshme. Kjo kosto përfshin 3 deri në 300 persona-ditë në vlerë €150 deri €600 [4], [45].

Në studimin tonë kosto për 20, 17 dhe 16 persona-ditë është pranuar €500, përkatësisht për tre turbinat 2,000 kW, 750 kW dhe 600 kW.

- *Tenderët dhe kontratat.* Për të përmbushur detyrat inxhinierike të përmendura më sipër është i nevojshëm kontratimi i konstruktorëve që marrin përsipër punimet. Kosto e tenderëve ka të bëjë me përgatitjen e dokumentacioneve të nevojshme. Kostoja e procesit të tenderimit dhe kontraktimit duhet të vlerësohet në bazë të kohës që duhet nga specialistët për të përfunduar punën e nevojshme. Në këtë proces mund të përfshihen 4 deri në 300 persona-ditë, në varësi të kompleksitetit të projektit në një vlerë €150 deri €600 [45].

Kostot e tenderëve dhe kontratave u pranuan të barabarta për të gjitha rastet e propozuara, meqenëse dokumentacioni i tenderëve përgatitet për një projekt. Pra, kosto për 30 persona-ditë është pranuar €500, përkatësisht për të tre turbinat 2,000 kW, 750 kW dhe 600 kW.

- *Mbikëqyrja e ndërtimit.* Kosto e mbikëqyrjes së ndërtimit lidhet me vizita të planifikuara në vendin e ndërtimit me qëllim inspektimin e instalimit.

Mbikëqyrja e ndërtimit përfshin 0 deri në 2 persona-vite me vlerë €100,000 deri €150,000 për persona-vit në varësi të kohëzgjatjes së planit të ndërtimit të projektit [45].

Në këtë studim do të përfshihet 0.5 (183 ditë) person-vit me kosto €100,000. Kostot e udhëtimit janë përfshirë në paragrafin e mësipërm.

Në Tabelën 5.5 më poshtë jepen vlerat e llogaritura të kostove inxhinierike për turbinat e zgjedhura për tu aplikuar në tre rastet e përmendura më sipër, për impiantin e propozuar me fuqi të instaluar 12 MW dhe me turbina 600 kW, 750 kW dhe 2,000 kW. Për çdo rast kemi pranuar numrin e persona-ditëve (p-d), kosto për person –ditë në € dhe koston totale për çdo rast.

Tabela 5.5. Vlerësimi i kostove inxhinierike për secilin rast (€).

Kostot Inxhinierike	600			750		2000	
	Njësia	Sasia	Çmimi	Sasia	Çmimi	Sasia	Çmimi
Projektimi i vëndit	p-d	50	500	35	500	30	500
Projekti mekanik	p-d	15	500	16	500	25	500
Projekti elektrik	p-d	25	500	28	500	30	500
Projekti civil	p-d	16	500	17	500	20	500
Tenderët dhe kontratat	p-d	30	500	30	500	30	500
Mbikëqyrja e ndërtimit	p-vit	0.5	100,000	0.5	100,000	0.5	100,000
Total			118,000		113,000		117,500

5.2.4. Sistemi i fuqisë

Përcaktimi i kostos fillestare për një sistem të energjisë së erës mbetet një nga çështjet më delikate në inxhinierinë e erës. Problemi është i ndërlikuar sepse prodhuesit e turbinave zakonisht nuk bëjnë publike koston e tyre, për qëllime konkurimi. Krahësimi i kostos në kuadër të kërkimit shkencor dhe zhvillimit të projektit është e vështirë.

Kosto e sistemit energjetik përfshin; koston e turbinës, koston e ndërtimit të rrugëve, koston e linjës së transmetimit, nënstacionin dhe matjet e efikasitetit energjetike.

Për impiantet e mëdha, turbina e erës së bashku me kullën përbën një nga kostot kryesore të një projekti. Kjo kosto sipas [45], [49] shkon nga 65 deri në 75% të kostos totale. Ndërsa

kostot e infrastrukturës, instalimit dhe lidhjes me rrjetin përbëjnë pjesën tjetër të kostos [4], [49].

- *Turbina e erës.* Sipas [4], kosto e turbinës së erës zë 68 deri në 85% të kostos totale të projektit. Ndërsa në vlerë, sipas raportit [50] kosto e turbinave të erës vlerësohet \$850 deri \$1,250/kW. Trendi i kostos së turbinës në vite ka ardhur në rënie si rezultat i përmirësimit të teknologjisë [50]. Në këtë studim kosto e turbinave të erës 600 kW, 750 kW dhe 2,000 kW është pranuar përkatësisht 900 €/kW, 880 €/kW dhe 850 €/kW. Ky çmim i turbinës së erës duhet të negociohet me prodhuesin ose agentet e tij. Kërkesa bazuar tek ky çmim duhet të shoqërohet së bashku me koston e pjesëve të këmbimit, garancinë, montimin e pajisjes, programet trajnuese dhe transportimin.
- *Ndërtimi i rrugëve,* kërkohet kryesisht për projektet energjetikë të mesme dhe të mëdha [45].

Kosto e ndërtimit të rrugëve luhet kryesisht nga 0 në \$100,000 për kilometër, por mund të arrijë edhe në \$500,000 për kilometër në raste të caktuara [45].

Referuar [4], kosto e ndërtimit të rrugëve për impiantet e mëdha zë nga 1 deri në 5% të kostos totale të projektit. Sipas EWEA 2009 [51], kosto e ndërtimit të rrugëve për një impiant 2MW në vendet evropiane zë gati 0.9% të kostos totale të projektit. Në projektin tonë kosto e ndërtimit të rrugëve është pranuar €20,000/km. Gjatësinë e rrugës kryesore e kemi pranuar 25 km. Për llogaritjen e rrugëve të shërbimit (duke shënuar me N numrin e hapësirave dhe D diametrin e turbinës), zakonisht përdoret formula e mëposhtme:

$$L = (N - 1) \cdot 4D \quad (5.1)$$

Gjatësia totale e rrugëve është llogaritur 28.5 km, 27.8 km dhe 26.7 km, përkatësisht për 20 turbinat me fuqi 600 kW, 16 turbinat me fuqi 750 kW dhe 6 turbinat me fuqi 2,000 kW.

- *Linja e transmetimit.* Kosto e linjës së transmetimit varet nga lloji, gjatësia, tensioni, vendndodhja dhe kapaciteti i instaluar i impiantit energjetik. Linjat e transmetimit mund të jenë ajrore ose nëntokësore, kjo varet nga zona e cila mund të jetë urbane ose interurbane. Kosto e linjave nëntokësore është deri në katër herë më e lartë se kosto e linjave të transmetimit në zonat urbane [45].

Kryesisht për impiante me fuqi të vogël, të mesme dhe të madhe, kosto e linjave të transmetimit u vlerësua përkatësisht €38,500, €45,500 dhe €70,000/km.

Duke qenë se impianti i studiuar ka fuqi të instaluar 12 MW, linja mund të ndërtohet me tension deri në 110 kV. Gjatësia e linjës së transmetimit L_t (duke shënuar me L gjatësinë

e rreshtit dhe 12 D largësinë midis turbinave), brenda implantit llogaritet sipas shprehjes së mëposhtme [45]:

$$L_t = L + 12D \quad (5.2)$$

Kështu linja e transmetimit 110 kV për implantet me turbina me fuqi 600 kW, 750 kW dhe 2,000 kW janë përkatësisht 4 km, 3.4 km dhe 2.7 km. Nënstacioni më i afërt me vendin ku propozohet instalimi i këtij implanti është ai i Orikumit, me largësi 25 km nga implanti. Pra largësia totale është përkatësisht 29 km, 28.4 km dhe 27.7 km.

Tabela 5. 6. Vlerësimi i kostove për ndërtimin e sistemit elektroenergjetik (x 1000€)

SEE	Njësia	600			750			2000		
		Sasia	Çmimi	Vlera	Sasia	Çmimi	Vlera	Sasia	Çmimi	Vlera
Turbina	kW	12,000	0.9	10,800	12,000	0.88	10,560	12,000	0.85	10,200
Rrugët	km	28.5	20	570	27.8	20	556	26.7	20	534
Linjat e tr.	km	29	70	2,030	28.4	70	1,988	27.7	70	1,939
Nënstacioni	projekt	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Totali				13,400			13,104			12,673

- *Kosto e nënstacionit*, varet nga niveli i tensionit dhe kapaciteti i implantit energjetik. Në nënstacionin elektrik të një implanti të energjisë së erës midis të tjerave mund të përfshihen bankat e kondensatorëve, pajisjet e monitorimit dhe sistemet e integruara të kontrollit/sistemet e kontrollit të mbikëqyrur dhe përvetësimit të të dhënave (SCADA) [45]. Për implantet me fuqi nga 0 deri në 2 MW, kosto e nënstacioneve shkon €175,000, për nënstacionet me fuqi nga 2 MW deri në 5 MW kosto e nënstacioneve shkon deri në €420,000 dhe për implante me fuqi mbi 5 MW kosto e nënstacionit të implantit dhe pajisjeve të tjera ndihmëse shkon deri në €1,400,000. Për studimin tonë kosto e nënstacionit është marrë e barabartë me €0, sepse implanti propozohet që të lidhet me nënstacionin e Orikumit.

5.2.5. Balancimi i sistemit dhe kosto të tjera

Balancimi i sistemit dhe kosto të tjera, përfshijnë kosto të tilla, si; kostot e instalimit, ndërtimi i godinave dhe i kantierit, pjesët e këmbimit, transportimi, trajnimi dhe komisionimi, kontigjencat dhe interesat gjatë ndërtimit. Kostot që janë përdorur në këtë studim diskutohen më poshtë dhe përmbledhen në Tabelën 5.7.

- *Baza e turbinës*, është specifike për turbinën dhe vendin. Për projektimin e bazës mund ti kërkojnë informacione kompanisë së prodhimit të turbinave [45].

Për turbina të mëdha, kosto e bazës luhet nga €7,000 deri në €35,000 për turbinë. Për turbina të mesme kosto e bazës ndryshon nga €5,000 deri në €17,500 për turbinë. Një vlerësim më i saktë i kostos së turbinave mund të bëhet nëse ka edhe vëzhgime gjeoteknike. Kosto e bazës varet gjithashtu nga numri dhe përmasat e sakta të turbinave të erës, lloji i kullës së përdorur etj. Kjo kosto për impiantet me turbina me kapacitet 600 kW, 750 kW dhe 2,000 kW janë vlerësuar përkatësisht €17,500, €25,000 dhe €35,000. Këto kosto u pranuan bazuar në [45]. Sipas [4] kjo kosto zë 1 deri në 9% të kostos totale të projektit.

- *Montimi i turbinës*, përfshin fuqinë punëtore dhe mjetet e përdorura për këtë qëllim. Për impiantet e mëdha, montimi i turbinës zë rreth 4% të kostos totale të pajisjeve të fuqisë dhe balancimit të impiantit. Kostot e bazës për impiantet me turbinë me kapacitet 600 kW, 750 kW dhe 2,000 kW janë vlerësuar përkatësisht €20,000, €21,000 dhe €25,000. Këto kosto u pranuan bazuar në [45].
- *Ndërtimi i godinave dhe i kantierëve*, është kosto e cila varet nga lloji i impiantit. Në rastin tonë nuk kërkohet ndërtim godine apo kantieri për impiantin. Kjo kosto është pranuar për të gjitha rastet, €0.
- *Pjesët e këmbimit*, duhet të përfshihen në koston e projektit. Kjo kosto varet nga siguria e turbinës, garancia, numri i pajisjeve etj.

Kosto e pjesëve të këmbimit, përcaktohet si përqindje e kostos totale të turbinave. Në varësi të madhësisë së impiantit kjo kosto luhet nga 3% deri në 30 %, përkatësisht për impiantet e vogla dhe për impiantet e mëdha [45]. Në studimin tonë kjo kosto është pranuar si 3% e kostos totale të turbinës.

- *Transportimi*, i pajisjeve dhe i materialeve të ndërtimit varet nga mënyra e transportimit, si dhe vendndodhja e projektit të impiantit. Shënojmë se kosto e transportit mund të përfshihet edhe në koston e pajisjes të diskutuar më sipër.

Për studimin tonë kosto e transportit është pranuar €150,000 për të tre rastet e studimit.

- *Kualifikimi dhe komisionimi*, varet nga madhësia, kompleksiteti dhe largësia e projektit. Për zona të izoluar, është më i nevojshëm kualifikimi i teknikëve me qëllim shmangien e vonësve të gjata për riparim [45]. Deri tani në Shqipëri nuk ka teknik të kualifikuar në këtë drejtim.

Komisionimi është veprimi i fundit për fazën e ndërtimit. Ai konsiston në vënien në punë të të gjithë pajisjeve për të detektuar dhe riparuar çdo mosfunksionim, si dhe për tu siguruar që impianti funksionon. Kosto e komisionimit varet nga teknologjia, madhësia dhe numri i sistemeve, si dhe nga njohuritë dhe eksperiencia e stafit të operimit dhe mirëmbajtjes

(O&M) [45], [52]. Ekzistojnë mënyra të ndryshme për të testuar dhe komisionuar pjesë të caktuara të një impianti të energjisë së erës, disa prej të cilave gjenden në literaturën [52].

Kosto e kualifikimit përfshin nga 2 deri në 10 persona për 1 deri në 20 ditë me kosto midis €150 dhe €600 për person-dite, në varësi nga projekti. Komisionimi përfshin nga 1 deri në 8 persona për 1 deri në 30 ditë me kosto midis \$200 dhe \$800 për person-ditë, në varësi nga madhësia e projektit [45]. Në rastin tonë janë pranuar 30 persona-ditë me kosto €350/p-d.

- *Kontigjencat.* Kontigjencat janë kosto të cilat varen nga niveli i saktësisë së vlerësimit të koston totale. Ato vlerësohen në bazë të vlerave në përqindje që ka zgjedhur projektuesi në nën totalin e të gjithë kostove të projektit duke përfshirur këtu interesin e periudhës së ndërtimit [45].

Për këtë projekt kosto e kontigjencave është pranuar si 5% e nën totalit të të gjithë koston fillestare të projektit.

Tabela 5. 7. Vlerësimi i kostove për balancimin e sistemit dhe kosto të tjera shtesë (x 1000 €)

Balancimi i sistemit dhe kosto të tjera	Njësia	600		750		2000	
		Sasia	Çmimi	Sasia	Çmimi	Sasia	Çmimi
Baza	Turbinë	20	17.5	16	25	6	35
Ndërtimi	Turbinë	20	20	16	21	6	25
Godina dhe kantieri	m ²	0	0	0	0	0	0
Pjesët rezervë	%	3	10,800	3	10,560	3	10,200
Transporti	projekt	1	150	1	150	1	150,000
Kualifikimi dhe komis.	p-d	30	0.35	30	0.35	30	0.35
Kontigjencat	%	5	14,784	5	14,811	5	13,998
Int. gjatë ndërtimit	5%	12 muaj	15,523	12 muaj	15,552	12 muaj	14,698
Total		2,012.103		2,342.646		1,893.835	

- *Interesi gjatë ndërtimit,* luhartet në varësi të kohëzgjatjes së ndërtimit dhe koston totale. Projektuesi vendos normën e interesit (%) dhe kohëzgjatjen e ndërtimit në muaj [44], [45]. Interesi gjatë ndërtimit llogaritet duke shumëzuar me 50% shumën totale të projektit me kohëzgjatjen e ndërtimit (p.sh. 12 muaj) dhe me normën e interesit (p.sh. 10%). Nëse kosto totale e projektit shkon €1 milion dhe do të shpenzohet për 12 muaj, norma e interesit është 10%. Atëherë, kosto e interesit gjatë ndërtimit llogaritet si më poshtë:

$$(\text{€1,000,000}) \cdot (50\%) \cdot ((12\text{muaj}) / (12\text{muaj} / \text{vit})) \cdot (10\%) = \text{€50,000}$$

Kosto e interesit gjatë ndërtimit luhartet midis 3 dhe 15% të koston së projektit [45]. Ne e kemi pranuar 5%.

5.3. Operimi dhe mirëmbajtja

Pas blerjes dhe instalimit të turbinës, një nga kostot me të rëndësishme të një projekti të energjisë së erës është O&M (Operimi dhe Mirëmbajtja). Në kostot e operimit përfshihet kosto e siguracionit, tatim-taksat, si dhe kostot e qerasë së tokës. Ndërsa, në kostot e mirëmbajtjes përfshihen kontrollet rutinë, mirëmbajtjet periodike, testimet periodike, pastrimi i helikës, mirëmbajtja e pajisjeve elektrike, si dhe kostot e paprogramuara të mirëmbajtjes [4].

Kostot e operimit dhe të mirëmbajtjes ndahen në dy grupe: kostot fikse dhe kostot e ndryshueshme. Kostot fikse janë kosto vjetore të cilat nuk varen nga niveli i operimit të impiantit. Këto duhet të shpenzohen pavarësisht se sa energji është prodhuar në impiant. Kostot fikse mund të shprehen në €/kWh ose në % të kostos së turbinës. Kostot variabël që lidhen drejtpërdrejtë me operimin e impiantit, ato shprehen në €/kWh. Zakonisht, në projekte këto kosto vlerësohen të kombinuara [4].

Shoqata Daneze e Industrisë së Erës (DWIA) në vitin 2006, mbledhi të dhëna në një studim për 5,000 turbina të instaluar në Danimarkë. Konkluzioni ishte që turbinat e instaluar rishtazi kërkonin me pak mirëmbajtje dhe riparime se turbinat e instaluar më herët. Sipas tyre turbinat e vjetra kishin një kosto O&M rreth 3%. Ndërsa, turbinat e reja 1.5 deri në 3% të kostos së turbinës, ose afërsisht 0.01USD/kWh. Raporti i Agjencisë Ndërkombëtare të Energjisë së Ripërtëritshme (IRENA) i vitit 2012, paraqet një kosto O&M që luhet nga 0.013USD/kWh deri në 0.025USD/kWh. Sipas [53] kosto O&M për një projekt që përmban dy turbina E44 është vlerësuar 0.015USD/kWh, ndërsa në [54] është pranuar për çfarëdo lloj turbine 0.02USD/kWh. Për një projekt me turbina të mëdha mbi 1MW kosto O&M është pranuar 4% e kostos së turbinës [55].

Për vlerësimin e kostove vjetore (O&M), nëpërmjet softit RETScreen Expert, duhet që të vlerësohet kosto e qerasë së tokës dhe e shfrytëzimit të burimit, kosto e taksës së pronës, kosto e siguracionit, kosto e ndërrimit të pjesëve dhe e fuqisë punëtore, kosto e verifikimit dhe monitorimit të GHG, përfitimi i komunitetit, kosto të përgjithshme dhe administrative, si dhe kontigjencat [45]. Kosto e O&M dhe e të gjithë komponentëve të saj jepet në mënyrë të detajuar si më poshtë në Tabelën 5.8.

- *Kosto e qirasë së tokës dhe e shfrytëzimit të burimit*, janë shpenzime vjetore për token ku zbatohet projekti [45]. Por në rastin e projekteve në pronësi të shtetit, kjo kosto është €0. E njëjta gjë është edhe për koston e shfrytëzimit të burimit.

- *Kosto e taksës së pronës*, në rastin e investimit nga shteti është € 0 [45].
- *Siguracioni*, është kosto vjetore dhe llogaritet si përqindje e kostos totale të investimit. Siguracioni minimalisht kërkohet për borxhin publik, dëmtimet, avaritë e pajisjeve, si dhe ndërprerje biznesi. Kostot vjetore të siguracionit mund të jenë domethënëse për një projekt energjetik dhe llogariten nga një komisioner sigurimi. Kjo kosto mund të vlerësohet 2 deri në 4% të të ardhurave të projektit [56], [45].
- *Pjesët dhe fuqia punëtore*, përbën koston e pjesëve të këmbimit dhe të fuqisë punëtore që kërkohet për mirëmbajtje dhe operim rutinë ose emergjente të turbinave. Operimi përfshin monitorimin, inspektimin e pajisjeve, pastrimin e akullit, pastrimin e borës dhe të papastërtive, mirëmbajtjet e programuara. Kjo kosto shprehet në \$/kWh e prodhuara nga impianti energjetik. Për një impiant shumë të madh kjo kosto bie midis \$0.007/kWh dhe \$0.014/kWh [45]. P.sh. nga llogaritjet rezulton se kjo kosto për rastin në studim është 0.0091 €/kWh për çdo turbinë.
- *Verifikimi dhe monitorimi i GHG*. Monitorimi i emetimit të gazeve bëhet nga mbikëqyrësit e projektit në përputhje me kërkesat dhe metodat në planin e monitorimit [45].
Në studimin tonë këto kosto nuk merren parasysh, pasi nuk parashikohen politika mbështetëse për reduktimin e GHG-ve, në këtë etapë.
- *Përfitimi i komunitetit*. Me qëllim që projekti i propozuar të pranohet nga komuniteti, është e zakonshme që në projektet e mëdha një pjesë e vogël e buxhetit të O&M të shpenzohet në nismat për përfitimin e komunitetit në formën e donacioneve, granteve, mbrojtjen e mjedisit etj [45].
- *Kostot e përgjithshme dhe administrative*, përfshijnë kostot e mbajtjes së llogarisë, përgatitjes së raporteve vjetore, detyrimeve ndaj bankës, komunikimeve etj. Këto kosto janë specifike për projektin dhe varen nga natyra e sipërmarrjes.
Kostot e përgjithshme dhe administrative, luhaten midis 1 deri në 20% të kostove vjetore duke përfshirë kostot e tjera dhe kontigjencat [45]. Në këtë studim këto kosto janë pranuar 8% të kostove vjetore.
- *Kontigjencat*, duhet të përfshihen në llogari për shpenzimet vjetore të paparashikuara, si dhe varen nga niveli i sigurisë së llogaritjes së kostos O&M. Kjo është shumë e rëndësishme në rastin e zonave të izoluar. Është e zakonshme të mbahet një kontigjencë për zëvendësimin e komponentëve më të shtrenjta në një avari të rëndë. Kontigjencat llogariten si përqindje e kostove të tjera të O&M. Këto kosto luhaten nga 10 deri në 20% të këtyre kostove [45]. Në këtë studim këto kosto janë pranuar 10% të kostove të tjera .

Tabela 5. 8. Vlerësimi i kostove për O&M (€).

O&M	Njësia	600		750		2000	
		Sasia	Çmimi	Sasia	Çmimi	Sasia	Çmimi
Qiraja	projekt	0	0	0	0	0	0
Taksa e pronës	projekt	0	0	0	0	0	0
Siguracioni	projekt	0.02	2,624,572	0.02	2,448,746	0.02	2,760,836
Pjesët dhe fuqia punëtore	projekt	1	250,000	1	250,000	1	250,000
Verifikimi dhe monit. i GHG	projekt	0	0	0	0	0	0
Përfitimi i komunitetit	projekt	1	10,000	1	10,000	1	10,000
Kosto e përgjithshme	%	8	312,491.44	8	308,974.92	8	315,216.72
Kontigjencat	%	10	337,490.75	10	333,692.92	10	340,434.06
Total			371,239.83		367,062.21		374,477.46

5.4. Kursimet vjetore

Kursimet totale vjetore, paraqesin kursimet e përvitshme. Nga perspektiva e një prodhuesi të pavarur këto “kursime” shihen si “të ardhura”. Ato lidhen drejtpërdrejtë me shmangien e kostos që rrjedh nga zbatimi i projektit. Ato janë një parametër hyrës në llogaritjen e kthimit të thjeshtë dhe mbulimit të borxhit [45]. Kursimet vjetore nuk merren parasysh në këtë studim.

5.5. Kostot periodike

Kostot periodike nuk merren parasysh në këtë studim për shkak se këto kosto janë përfshirë në kostot O&M, për të gjithë jetëgjatësinë e projektit. Këto kosto duhet të merren parasysh, në rastin e impianteve me fuqi të madhe.

5.6. Përfundime

Në këtë kapitull u diskutua modelimi dhe analiza e kostove me ndihmën e softit RETScreen Expert.

Kostot e studimit të fisibilitetit për secilin skenar zënë 0.26, 0.26 dhe 0.28% të kostos fillestare, përkatësisht për rastin me turbina 600 kW, 750 kW dhe 2,000 kW. Kostot e zhvillimit të projektit zënë 2.12, 2.12 dhe 2.24 % të kostos fillestare. Kostot inxhinierike zënë 0.74, 0.7 dhe 0.77% të kostos fillestare. Kosto e sistemit elektroenergjetik e cila përfaqëson koston më të rëndësishme të projektit zë përkatësisht 84.21, 82.2 dhe 84.12 % të kostos fillestare. Kosto e balancimit të sistemit zë përkatësisht 12.64, 14.71 dhe 12.57% të kostos fillestare të projektit.

6

ANALIZA MJEDISORE DHE FINANCIARE**6.1. Hyrje**

Energjia e ripërtëritshme është një zgjidhje për problemet energjetike në Shqipëri. Kjo energji ka impakt të konsiderueshëm mjedisor dhe ekonomik [57], [58], [59].

Aspekti mjedisor i impianteve të energjiave të ripërtëritshme në përgjithësi dhe të energjisë së erës në veçanti mund të shihet në dy këndvështrime. Nga njëra anë, ndërtimi i impianteve të energjisë së erës ndikon mbi sigurinë e gjallesave, sjell shqetësime në bio-sistem, shkakton zhurma, ndotje vizuale, interferenca elektromagnetike dhe ndryshime lokale të klimës. Të gjitha pasojat e përmendura më sipër përmbledhen në; efekte ekologjike, ndikimi tek njerëzit dhe probleme me ndryshimin e klimës. Nga ana tjetër, duke parë kërkesën për energji elektrike gjithnjë e në rritje, vende të ndryshme kanë kthyer vëmendjen në drejtim të shfrytëzimit të energjisë së erës me qëllim zëvendësimin e impianteve energjetike të zakonshëm (TEC), të cilët emetojnë sasi të mëdha të CO₂, duke sjellë problemet e njohura me të cilat bota është duke u përballur në ditët e sotme [60], [61]. Parashikimet e Këshillit Evropian të Energjisë së Ripërtëritshme, tregojnë se deri në vitin 2040, gjysma e energjisë së furnizuar do të jetë energji e ripërtëritshme, energjia e erës është pjesë e rëndësishme e këtij parashikimi [62]. Kjo do të çojë në një reduktim të ndjeshëm të dyoksidit të karbonit dhe gazeve të tjerë që emetohen në atmosferën e Tokës.

Nga djegia e karburanteve fosile për prodhimin e energjisë elektrike në impiantet konvencionale, gazet serrë që emetohen në atmosfere përveç dyoksidit të karbonit janë dhe: oksidi i azotit (NO_x), metani (CH₄), dyoksidi i squfurit (SO₂) etj. Nëpërmjet softit RETScreen Expert është llogaritur sasia e reduktuar e gazeve serrë (GHG) për impiantin e energjisë së erës të propozuar për rajonin e Karaburunit [63]. Gjithashtu nëpërmjet RETScreen Expert janë llogaritur edhe të ardhurat që vijnë nëpërmjet reduktimit të GHG sipas kornizës së Protokollit të Kjotos për “*Mekanizmin e Zhvillimit të Pastër*” (CDM).

Nga aspekti ekonomik, një impiant i energjisë së erës konsiderohet një investim që sjell të ardhura. Për të vlerësuar të ardhurat e një projekti të energjisë së erës dhe për ta krahasuar me investimet alternative përdoret analiza financiare. Ekzistojnë disa metoda për të bërë analizën financiare. Qëllimi i këtyre metodave nuk shërben vetëm për të llogaritur performancën ekonomike të një projekti të dhënë të energjisë së erës, por gjithashtu të krahasojë atë me sisteme të tjerë të zakonshëm ose të ripërtëritshme [4], [64].

Ashtu si në kapitujt e mëparshëm, në këtë kapitull merren në studim tre raste për projektin e propozuar të energjisë së erës në rajonin e Karaburunit, me fuqi të instaluar 12 MW, ku rasti i parë konsiston në 20 turbina me fuqi nominale 600 kW secila, rasti i dytë në 16 turbina me fuqi nominale 750 kW secila dhe rasti i tretë në 6 turbina me fuqi nominale 2,000 kW secila. Për të njëjtat raste është studiuar si reduktimi i GHG ashtu dhe analiza financiare.

Analiza financiare nëpërmjet programit RETScreen, është studiuar duke u bazuar në indikatorët financiarë të një projekti, të tillë si *norma e brendshme e kthimit (IRR)*, *vlera aktuale neto (NPV)*, *kthimi i thjeshtë (SPP)*, *kursimet vjetore të ciklit të jetës (ALCS)*, *viti me flukse kesh pozitive (YPCF)*, *raporti përfitim-kosto (B-C)*, *mbulimi i borxhit (DSC)*, *kosto e prodhimit të energjisë (COE)* etj.

Pas kësaj hyrje, në paragrafin 6.2, fillohet me studimin e GHG, për sistemin bazë dhe për sistemin e propozuar. Më pas në paragrafin 6.3, diskutohet mbi analizën financiare dhe treguesit financiarë nëpërmjet të cilëve gjykohet mbi vlefshmërinë e projektit energjetik. Në paragrafin 6.4, jepen disa përfundime.

6.2. Analiza e reduktimit të GHG

6.2.1. Sistemi elektrik i rastit bazë

Për të realizuar analizën e reduktimit të emetimeve me RETScreen, kemi përcaktuar sistemin elektrik të rastit bazë i cili është përdorur si rast referencë. Duke krahasuar rastin e konsideruar si referencë me rastin e propozuar është studiuar sasia e GHG të reduktuar. TEC Vlora sh.a., i vetmi impiant në Shqipëri për prodhimin e energjisë elektrike me anë të djegies së karburanteve fosile, si energji primare përdor naftë dhe/ose gaz natyror.

Për të bërë analizën e GHG, si dhe për të vlerësuar sasinë e GHG-ve të emetuara në atmosferë është pranuar se impianti i rastit bazë përdor 70 % naftë të llojit #6 dhe 30% gaz natyror.

Janë përdorur koeficientet e emetimit të CO₂, CH₄ dhe N₂O, të cilët përfaqësojnë masën e gazeve serë të emetuara për njësi të energjisë së gjeneruar. Koeficientet e emetimit ndryshojnë në funksion të llojit dhe cilësisë së karburantit, si dhe në funksion të llojit dhe madhësisë së impiantit. Referuar raportit të IPCC 2006, për gazet serrë në sektorin e energjisë; koeficienti i emetimit të CO₂ rezulton 49.36 dhe 74.12 kg/GJ, koeficienti i emetimit të CH₄ rezulton 0.003625 dhe 0.002857 kg/GJ dhe koeficienti i emetimit të N₂O rezulton 0.0009 dhe 0.0019 kg/GJ përkatësisht për gazin natyror dhe naftë e llojit #6 [63].

Tabela 6. 1. Sistemi elektrik për rastin bazë.

Turbina	Lloji i karburantit	Karburant i përzier [%]	Koeficienti i emetimit të CO ₂ [kg/GJ]	Koeficienti i emetimit të CH ₄ [kg/GJ]	Koeficienti i emetimit të N ₂ O [kg/GJ]	Rendimenti i prodhimit [%]	Humbjet në T&D [%]	Koeficienti i emetimit të GHG [tCO ₂ /MWh]
600 kW	Gaz Nat.	30	49.4	0.0036	0.0009	40.8	7	0.472
	Naftë #6	70	74.1	0.0029	0.0019	28.6	8	1.024
	Energji elektrike	100	236.8	0.0105	0.0058		8	0.860
750 kW	Gaz Nat.	30	49.4	0.0036	0.0009	40.8	8	0.477
	Naftë #6	70	74.1	0.0029	0.0019	28.6	8	1.024
	Energji elektrike	100	236.8	0.0105	0.0058		8	0.860
2000 kW	Gaz Nat.	30	49.4	0.0036	0.0009	40.8	8	0.477
	Naftë #6	70	74.1	0.0029	0.0019	28.6	8	1.024
	Energji elektrike	100	236.8	0.0105	0.0058		8	0.860

Çdo agregat ka rendimentin e tij, i cili varet nga teknologjia, por dhe nga lloji i karburantit të përdorur. Rendimenti i prodhimit të energjisë elektrike përcaktohet duke marrë parasysh sasinë e energjisë primare në formë të energjisë termike dhe sasinë e energjisë elektrike në dalje të impiantit. Rendimenti i prodhimit të energjisë elektrike kur si lëndë djegëse përdoret gaz natyror është pranuar 40.79%, ndërsa kur si lëndë djegëse përdoret naftë e tipit #6 është pranuar 28.57% [63]. Në Tabelën 6.1 jepen parametrat e sistemit bazë.

Për llogaritjen e emetimit të sistemit elektrik të rastit bazë, gjithashtu janë marrë parasysh edhe humbjet në transmetim dhe shpërndarje (T&D), të cilat përfshijnë të gjitha humbjet (teknike) duke filluar nga impianti energjetik deri tek konsumatori fundor. Kjo vlerë varet nga një sërë faktorësh të tillë si vlefata mesatare nominale standarde e tensionit të linjës së transmetimit, distanca nga vendi i prodhimit të energjisë deri në pikën e përdorimit, piku i konsumit të energjisë dhe temperatura e ambientit. Gjithashtu në nivelin e humbjeve mund të ndikojë lloji i sistemit elektrik (pra, alternativ ose i vazhduar) dhe cilësia e energjisë [65]. Humbjet në rrjetin e transmetimit dhe të shpërndarjes vendosen në përqindje (%). Në shumicën

e rrjetave kombëtare humbjet e energjisë në sistemin e transmetimit dhe të shpërndarjes luhaten nga 3 deri në 10 %. Për të studiuar rolin e këtij parametri, për rastin e impiantit me turbina 600 kW humbjet janë pranuar të barabarta me 7% si në Tabelën 6.1, por kjo nuk ka efekt të dukshëm.

Në sistemin elektroenergjitik shqiptar humbjet (teknike dhe jo teknike) të energjisë në rrjetin e transmetimit dhe të shpërndarjes kanë pasur luhatje të mëdha referuar të dhënave të Bankës Botërore (WB) dhe Agjencisë Ndërkombëtare të Energjisë (IEA) për periudhën midis viteve 1990 - 2013, duke filluar nga 11.45% (2004) deri në 72.9% (2007), të cilat vijnë të mbeten të larta pasi në vitin 2013 humbjet rezultojnë në vlerën 27.99% krahasuar me mesataren e po të njëjtit vit në rang global që rezulton rreth 8.1%. Në rastin e propozuar humbjet (teknike) në rrjetin e transmetimit dhe të shpërndarjes së energjisë elektrike do të pranohen 8% të energjisë së prodhuar [66], [67].

Është llogaritur koeficienti i ponderuar i emetimit të GHG-së për çdo lloji karburanti që përdor impianti i rastit bazë. Vlerat e këtyre koeficienteve llogariten bazuar në koeficientet përkatës të emetimit, rendimentin e gjenerimit të energjisë elektrike dhe humbjeve në T&D. Koeficientet e ponderuar të emetimit të GHG për secilin rast rezultojnë 0.477 dhe 1.024 tCO₂/MWh, përkatësisht për karburant të tipit gaz natyror dhe naftë #6.

6.2.2. GHG për sistemin e rastit bazë

Sistemi i rastit bazë, ose sistemi referencë, përfaqëson sistemin me të cilin projekti i propozuar do të krahasohet.

Tabela 6. 2. GHG për sistemin bazë, për të tre rastet në studim.

Turbina	Lloji i karburantit	Karburant i përzier [%]	Koeficienti i emetimit të CO ₂ [kg/GJ]	Koeficienti i emetimit të CH ₄ [kg/GJ]	Koeficienti i emetimit të N ₂ O [kg/GJ]	Konsumi i karburantit [MWh]	Koeficienti i emetimit të GHG tCO ₂ /MWh	Emetimi i GHG [tCO ₂]
600 kW	Energji elektrike	100	236.4	0.0105	0.0058	30,870	0.858	26,501.4
	Totali	100	236.4	0.0105	0.0058	30,870	0.858	26,501.4
750 kW	Energji elektrike	100	236.8	0.0105	0.0058	27,285	0.860	23,460.4
	Totali	100	236.8	0.0105	0.0058	27,285	0.860	23,460.4
2,000 kW	Energji elektrike	100	236.8	0.0105	0.0058	32,880	0.860	27,927.3
	Totali	100	236.8	0.0105	0.0058	32,880	0.860	27,927.3

Sistemit të rastit bazë në analizën ekonomike standarde i referohemi kryesisht si varianti referencë ose “baseline”. Karburanti i përzierë i sistemit të rastit bazë llogaritet automatikisht në bazë të konsumit të karburanteve. Në Tabelën 6.2. jepet GHG për sistemin e rastit bazë në të cilën vihet re se sasia më e madhe e gazeve serrë në atmosferë do të emetohej nëse impianti i zakonshëm do të prodhonte sa turbina 2,000 kW dhe rezulton 27,927.3 tCO₂.

6.2.3. GHG për sistemin e rastit të propozuar

Sistemi i rastit të propozuar, përfaqëson impiantin energjetik që do të zëvendësojë një impiant konvencional. Në fazën e analizës ekonomike, sistemi i propozuar quhet alternativë reduktimi.

Tabela 6. 3. GHG për sistemin e propozuar, për të tre rastet në studim.

Turbina	Lloji i karburantit	Karburant i përzier [%]	Koeficienti i emetimit të CO ₂ [kg/GJ]	Koeficienti i emetimit të CH ₄ [kg/GJ]	Koeficienti i emetimit të N ₂ O [kg/GJ]	Konsumi i karburantit [MWh]	Koeficienti i emetimit të GHG tCO ₂ /MWh	Emetimi iGHG [tCO ₂]
600 kW	Era	100	00.00	0.00	0.00	30,877	0.00	0.00
	Totali	100	00.00	0.00	0.00	30,877	0.00	0.00
	Energji në rrjet	MWh	30,877		Humbjet në T&D [8 %]	2,470	0.860	2,120.1
							Total	2,120.1
750 kW	Era	100	00.00	0.00	0.00	27,285	0.00	0.00
	Totali	100	00.00	0.00	0.00	27,285	0.00	0.00
	Energji në rrjet	MWh	27,285		Humbjet në T&D [8 %]	2,183	0.860	1,876.8
							Total	1,876.8
2000 kW	Era	100	00.00	0.00	0.00	32,480	0.00	0.00
	Totali	100	00.00	0.00	0.00	32,480	0.00	0.00
	Energji në rrjet	MWh	32,480		Humbjet në T&D [8 %]	2,598	0.860	2,234.2
							Total	2,234.2

Nga Tabela 6.3. e mësipërme shihet se sasia më e madhe e GHG së emtuar për sistemin e propozuar korrespondon me impiantin me fuqi 2,000 kW dhe rezulton 2,234.2 tCO₂.

6.2.4. Reduktimi i emetimit të GHG

Nga analiza e bërë deri tani, duke krahasuar rezultatet e përfshira në Tabelën 6.1, 6.2, si dhe 6.3., është e rëndësishme që të përcaktohet sasia neto e GHG që reduktohet si rezultat i zëvendësimit të një impianti energjetik të zakonshëm me impiantin e propozuar. Nga llogaritjet na rezulton se për impiantin e propozuar me turbina 600 kW, sasia e GHG së reduktuar është 24,381.3 tCO₂. Për impiantin e propozuar me turbina 750 kW, sasia e GHG së reduktuar është 21,583.5 tCO₂. Ndërsa për impiantin e propozuar me turbina 2,000 kW, sasia e GHG të

reduktuar është 25,693.1 tCO₂, e cila është sasia më e madhe e reduktuar. Këto rezultate shprehen në mënyrë grafike si në Figurën 6.1 të mëposhtme.

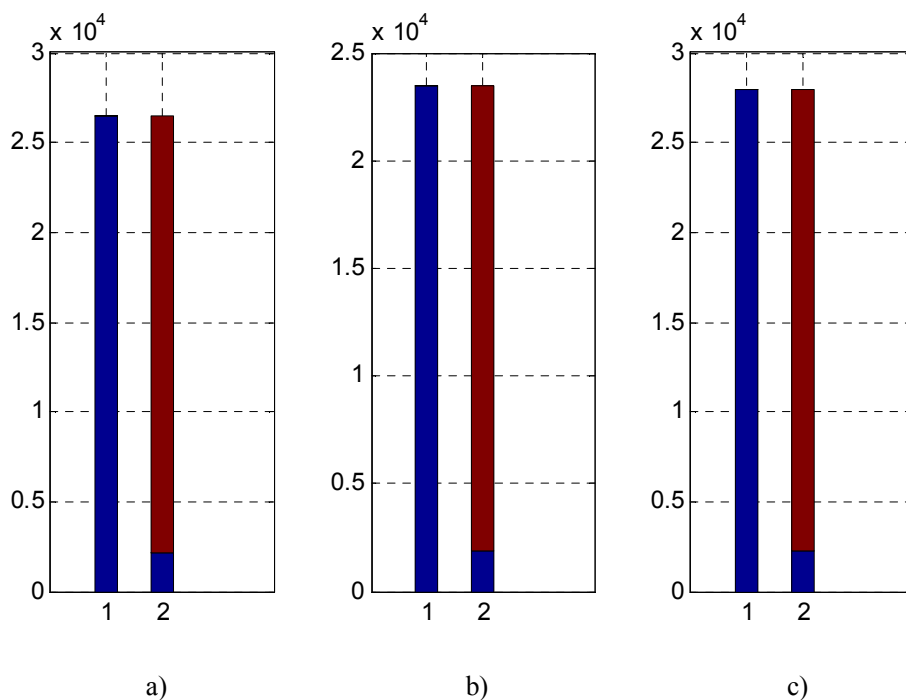


Figura 6. 1. Krahësimi i GHG së reduktuar për të tre rastet.

Me “1” kemi shënuar sasinë e GHG që emeton në atmosferën e tokës impianti i rastit bazë, ndërsa me “2” kemi shënuar sasinë e GHG që emeton dhe redukton impianti i propozuar. Nga studimi është parë se edhe sistemi i rastit të propozuar emeton një sasi të caktuar GHG, kjo lidhet me llogaritjet që realizon programi mbi ndryshimet klimaterike që shkakton prodhimi dhe instalimi i tyre.

6.3. Analiza financiare

6.3.1. Parametrat financiarë

Parametrat financiarë vendosen nga projektuesi dhe janë karakteristike për një vend/shtet të caktuar. Ato varen nga gjendja e tregut të energjisë elektrike në vendin/shtetin ku do të ndërtohet impianti energjetik. Në grupin e këtyre parametrave bën pjesë inflacioni, norma e skontimit, jeta e projektit, grantet/stimujt, niveli i borxhit, borxhi, kapitali, norma e interesit të borxhit, kohëzgjatja e borxhit dhe pagesat e borxhit të cilat janë diskutuar në mënyrë të detajuar më vijim (RETScreen Manual).

Në Tabelën 6.4. të mëposhtme jepen vlefat e parametrave financiarë të projektit energjetik për të tre rastet në shqyrtim.

- *Inflacioni*, përfaqëson nivelin mesatar vjetor të shfuqizimit të parasë, i cili në projektet energjetike merret në konsideratë për të gjithë jetëgjatësinë e impiantit energjetik [68]. Sipas Bankës së Shqipërisë, inflacioni vjetor i Lekut (ALL) është 3%, kjo vlerë është pranuar si nivel inflacioni pavarësisht se monedha e përdorur në projekt është Euro (€). Kjo vlerë është e njëjtë për të tre rastet, me turbina respektivisht 600, 750 dhe 2,000 kW.

Tabela 6. 4. Parametrat financiarë të projektit të energjisë së erës.

Emërtimi	Njësia	600 kW	750kW	2,000 kW
Inflacioni	%	3	3	3
Norma e skontimit	%	9	9	9
Jeta e projektit	Vit	25	25	25
Grantet/stimujt	€	-	-	-
Niveli i borxhit	%	50	50	50
Borxhi	€	7,955,452	7,970,223	7,532,566
Kapitali	€	7,955,452	7,970,223	7,532,566
Norma e interesit të borxhit	%	6	6	6
Kohëzgjatja e borxhit	Vit	15	15	15
Pagesat e borxhit	€/vit	819,115	820,636	775,573

- *Norma e skontimit*, përfaqëson normën që aktualizon flukset e parasë me qëllim përftimin e vlerës aktuale të tyre [68], [69]. Ky parametër shërben për vlerësimin e kostos së ponderuar të kapitalit. Organizimi i kostos së kapitalit nuk nënkupton vetëm normën e interesit e cila duhet të paguhet referuar afatit të borxhit, ajo nënkupton përzierjen e kostove të të gjithë burimeve financiare. Saktësisht për rastin e këtij projekti energjetik norma e skontimit përfshin borxhin së bashku me kapitalin. Ky parametër u përdor për llogaritjen e kursimeve vjetore të ciklit të jetës. Në literaturë norma e skontimit për projektet e energjisë së erës me fuqi të ndryshme luhet nga 2.5% deri 18% [4], [50], [51], [70], [71], [72]. Gjermania, vend i cili parashikon që vitin 2050 të prodhojë 80% të energjisë nga burimet e ripërtëritshme, norma e skontimit në projektet e energjisë së erës vlerësohet 8% [73]. Në studimin tonë vlera mesatare e normës së skontimit llogaritet 9% për të tre rastet, si në Tabelën 6.4.
- *Jeta e projektit*, nënkupton jetëgjatësinë e projektit ose kohën për të cilën bëhet analiza e fisibilitetit. Në literaturë jetëgjatësia e një projekti të energjisë së erës luhet midis 20 deri në 30 vjet [51], [71]. Në rastin tonë për të tre rastet jetëgjatësia e projektit llogaritet 25 vjet, si në Tabelën 6.4.
- *Stimujt/grantet*, nënkupton çdo lloj mbështetje financiare në formën e kontributeve ose subvencioneve, të cilat lehtësojnë koston fillestare të projektit. Duke qenë se në Shqipëri

nuk ekziston një politikë e qartë në këtë drejtim, ky parametër nuk është marrë në konsideratë.

- *Niveli i borxhit*, është llogaritur si raporti i borxhit, me shumën e borxhit dhe kapitalit. Niveli i borxhit reflekton levën financiare të një projekti energjetik. Pra, sa më i madh niveli i borxhit, aq më e madhe është leva financiare. Në projektet energjetike niveli i borxhit kërkohet për të llogaritur kapitalin e investimit që kërkohet për të financuar projektin. Niveli i borxhit, kryesisht luhet nga 0 deri në 90%, me nivel më të zakonshëm 50 deri në 90%. Niveli i borxhit më i madh se 100% nuk përdoret. Për të pasqyruar rëndësinë e këtij parametri financiar, niveli i borxhit është llogaritur 50%.
- *Borxhi*, nënkupton atë pjesë të investimit që sigurohet nëpërmjet një huadhënësi dhe që shërben për vijimësinë e zbatimit të projektit [68], [69]. Borxhi, merret parasysh në etapën e llogaritjes së pagesave vjetore të borxhit por edhe të vlerës aktuale neto, NPV-së, siç do të trajtohet në vijim. Ky parametër gjendet si diferenca e kostos totale të projektit me kapitalin. Duke qenë se niveli i borxhit është 50 %, borxhi rezulton sa gjysma e kostos totale të investimit. Borxhi për projektin e propozuar është 7,955,452, 7,970,223 dhe 7,532,566 € përkatësisht për të tre rastet 600, 750 dhe 2,000 kW.
- *Kapitali*, nënkupton atë pjesë të investimit që sigurohet nga sipërmarrësi [68]. Kapitali presupozohet që të paguhet deri në fund të vitit zero, pra në vitin e zhvillimit/ndërtimit. Ai është llogaritur duke marrë në konsideratë koston totale dhe nivelin e borxhit. Duke qenë se niveli i borxhit është 50 %, kapitali për projektin e propozuar është i barabartë me borxhin, përkatësisht 7,955,452, 7,970,223 dhe 7,532,566 €.
- *Norma e interesit të borxhit*, përfaqëson normën vjetore të interesit që i paguhet huadhënësit në fund të çdo viti, për periudhën e borxhit [68], [69]. Nëpërmjet normës së interesit janë llogaritur pagesat e borxhit. Norma e interesit të borxhit varet nga huadhënësi. Kohët e fundit, norma e interesit për huadhënësit luhet nga 5.2 % deri në 9 %. Norma e interesit referuar të dhënave të Bankës së Shqipërisë (BSH), për një periudhë shlyerje prej 15 vjetësh, është 6% [70].
- *Periudha e borxhit*, nënkupton kohën e shprehur në vite, gjatë së cilës do të shlyhet borxhi. Periudha e borxhit është më e shkurtër ose e barabartë me jetën e projektit. Sa më e gjatë të jetë periudha e borxhit aq më shumë përmirësohen treguesit e zbatueshmërisë së projektit energjetik dhe aq më atraktiv bëhet. Siç u përmend më sipër, periudha e borxhit është një parametër në funksion të llogaritjes së pagesave të borxhit por dhe flukseve vjetore të parasë. Ky parametër financiar llogaritet nga 1 deri në 25 vjet, por jo më i madh

nga jeta e projektit. Referuar periudhës më të gjatë me të cilën BSH ofron huadhënie, për të tre rastet në studim, jeta e borxhit rezulton 18 muaj ose 15 vjet, si në Tabelën 6.4 [70].

- *Pagesa e borxhit.* Pagesa vjetore e borxhit, përfaqëson shumën e principalit me interesin që duhet të paguhet çdo vit me qëllim shlyerjen e borxhit. Ndërkohë që pagesat e borxhit janë konstant në të gjithë periudhën e tij, pjesa e principalit rritet dhe pjesa e interesit zbritet në lidhje me kohën. Pagesa e borxhit (kësti) është funksion i normës së interesit, periudhës së borxhit dhe vetë borxhit. Ky parametër financiar është llogaritur nëpërmjet programit RETScreen Expert. Për rastin në studim pagesat e borxhit do të jenë 819,115, 820,636 dhe 775,573 € përkatësisht për impiantin 12 MW, me turbina 600, 750 dhe 2,000 kW, si në Tabelën 6.4.

6.3.2. Të ardhurat vjetore

Në këtë paragraf diskutohet mbi të ardhurat vjetore të një projekti energjetik. Këto të ardhura diskutohen në dy drejtime kryesore; të ardhurat nga shitja e energjisë dhe të ardhurat nga reduktimi i GHG në rast se projekti mbështetet nga politikat e CDM, që rrjedhin nga protokollin i Kjotos (KP).

6.3.2.1. Të ardhurat nga shitjet e energjisë

Llogaritja e të ardhurave vjetore nga shitja e energjisë së prodhuar nga impianti energjetik i projektuar, realizohet duke marrë parasysh energjinë e eksportuar në sistemin elektroenergjetik dhe çmimin e saj. Duke marrë parasysh dy elementet e mësipërm llogariten të ardhurat nga eksporti i energjisë. Në të njëjtën kohë në rast se ndiqet politika e shkallëzimit të çmimit, programi RETScreen llogarit të ardhurat edhe për një politikë të tillë.

Tabela 6. 5. Të ardhurat nga shitjet e energjisë.

Emërtimi	Njësia	600 kW	750kW	2,000 kW
Energji e eksportuar në rrjet	kWh	30,877,323	27,285,233	32,480,422
Çmimi i energjisë së eksportuar	€/MWh	85	85	85
Të ardhurat nga eksporti i energjisë	€	2,624,572	2,319,245	2,760,836
Shkallëzimi i çmimit të eksportit	%	0	0	0

Në tabelën 6.5. jepen vlerat e parametrave financiarë që përdoren për llogaritjen e të ardhurave nga shitjet e energjisë.

- *Energjia e eksportuar në rrjet,* përfaqëson energjinë elektrike që faturohet, vlera e të cilës u llogarit që në fazën e modelimit të projektit [46]. Për tre rastet e impiantit me fuqi 12 MW

me turbina përkatësisht 600, 750 dhe 2,000 kW, energjia e eksportuar në rrjet rezulton 30,877,323, 27,285,233 dhe 32,480,422 kWh, si në Tabelën 6.5.

- *Çmimi i energjisë elektrike të eksportuar*, përfaqëson çmimin në të cilin faturohet energjia e eksportuar në sistemin elektroenergetik. Në programin RETScreen Expert kjo vlefë jepet nga projektuesi qysh në fazën e modelimit të projektit, ajo shprehet në €/kWh ose €/MWh. Meqenëse kosto e prodhimit të energjisë elektrike në impiantet e energjisë së erës është relativisht e lartë, çmimi i energjisë elektrike të eksportuar në sistem duhet të jetë nxitës. Shtete të ndryshme, të cilat e kanë të rregulluar nga aspekti ligjor, tregun e energjisë së ripërtëritshme, kanë politikat e tyre nxitëse në këtë sektor. Sipas Zyrës së Rregullatorit për Energji (ZRRE) të Republikës së Kosovës (RKS) për vitin 2016, çmim nxitës për investime në drejtim të shfrytëzimit të energjisë së erës është 85 €/MWh. Në Republikën e Shqipërisë për dijeninë time, nuk ekziston ligji për rregullimin e sektorit të energjiave të ripërtëritshme (duke përjashtuar hidro-energinë), i cili është në fazën e diskutimeve me grupet e interesit. Çmimi i blerjes së energjisë elektrike të prodhuar nga impiantet e energjisë së erës duke aplikuar politikat *Feed-in Triff* (FIT) në disa vende të rajonit dhe evropiane rezulton: Greqia 73 €/MWh, Hungaria 95 €/MWh, Qipro në pesë vitet e para 92 €/MWh, ndërsa në vitet e tjera 48-92 €/MWh në varësi nga kohëzgjatja e prodhimit ku vihet re se sa më e shkurtër të jetë kohëzgjatja e prodhimit aq më i lartë është çmimi i blerjes dhe e anasjelltas, Bullgaria për kohëzgjatje > 2250 orë/vit: 79.8 €/MWh ndërsa < 2250 orë/vit 89.5 €/MWh, Gjermania në pesëvjeçarin e parë 83.6 €/MWh dhe në pjesën tjetër 52.8 €/MWh [74], [75]. Në studimin tonë çmimi i energjisë elektrike për të gjithë periudhën dhe për të tre rastet është llogaritur 85 €/MWh, si në Tabelën 6.5. Kuptohet që sa më i ulët të jetë ky çmim aq më i pasigurt bëhet projekti.
- *Të ardhurat vjetore nga shitja e energjisë*, llogariten duke shumëzuar energjinë e eksportuar në rrjet me e çmimin e pranuar të e energjisë. Për rastin e impiantit me turbina me fuqi 600 kW të ardhurat vjetore rezultojnë 2,624,572 €, për rastin me turbina me fuqi 750 kW të ardhurat vjetore rezultojnë 2,319,245 € dhe për rastin me turbina me fuqi 2,000 kW të ardhurat vjetore rezultojnë 2,760,836 €, si në Tabelën 6.5. Fakti që impianti me turbina 2,000 kW sjell të ardhura më të mëdha krahasuar me rastet e tjera në një vit, duke e parë në këtë këndvështrim mund të themi se është rasti më i mirë. Ky është një përfundim mjaft domethënës, për një investim në drejtim të shfrytëzimit të energjisë së erës.
- *Norma e shkallëzimit të çmimit të shitjes së energjisë*. Çmimi i shitjes së energjisë elektrike mund të rritet ose të zvogëlohet përgjatë jetës së projektit. Ky ndryshim merret parasysh

nëpërmjet një parametri financiar të quajtur “*Norma e shkallëzimit të çmimit të shitjes së energjisë*”. Ky parametër financiar nuk merret parasysh në këtë studim duke e pranuar çmimin konstant dhe për të tre rastet është pranuar 0%, si në Tabelën 6.5.

6.3.2.2. Të ardhurat nga reduktimi i GHG

Për llogaritjen e të ardhurave nga reduktimi i *GHG* nevojitet të diskutohet reduktimi neto i *GHG*, reduktimi neto i *GHG* në 25 vjet, norma e kreditimit të reduktimit të *GHG*, të ardhurat nga reduktimi i *GHG*, kohëzgjatja e kreditimit të reduktimit të *GHG*, reduktimi neto i *GHG* gjatë kohës së kreditimit dhe norma e shkallëzimit të kreditimit për reduktimin e *GHG*.

Tabela 6. 6. Të ardhurat nga reduktimi i *GHG*.

Emërtimi	Njësia	600 kW	750kW	2,000 kW
Reduktimi neto i GHG	tCO ₂ /Vit	24,361	21,584	25,693
Reduktimi neto i GHG – 25 vjet	tCO ₂	609,532	539,588	642,328
Norma e kreditimit të reduktimit të GHG	€/ tCO ₂	6	6	6
Të ardhurat nga reduktimi i GHG	€	146,288	129,501	154,159
Kohëzgjatja e kreditimit të GHG të reduktuar	Vit	25	25	25
Reduktimi neto i GHG gjatë kohës së kreditimit	tCO ₂	509,532	539,588	642,328

Në Tabelën 6.6. jepen vlerat e parametrave që përdoren për llogaritjen e të ardhurave nga reduktimi i gazeve serrë, *GHG*.

- *Reduktimi neto i GHG*, ky parametër është llogaritur në stadin e analizës mjedisore. Reduktimi neto i GHG nënkupton atë sasi të gazeve serrë që do të emetohej në atmosferën e tokës, nëse po e njëjta sasi energjie do të prodhohej nëpërmjet një impianti të zakonshëm. Ashtu siç u diskutua, për një impiant të energjisë së erës me fuqi 12 MW, të ndërtuar me turbina me fuqi nominale 600, 750 dhe 2,000 kW, sasia neto e reduktuar e GHG rezulton përkatësisht 24,361, 21,584 dhe 25,693 tCO₂/Vit, si në Tabelën 6.6. Është e qartë që turbina e cila do të prodhojë më shumë energji do të ketë reduktimin më të madh të këtyre gazeve.
- *Reduktimi neto i GHG – 25 vjet*, ky parametër është llogaritur si produkt i reduktimit neto të GHG me jetëgjatësinë e projektit, që në rastin tonë është 25 vjet. Referuar Tabelës 6.6., sasia neto e GHG që do të emetohej nga një impiant i zakonshëm për një periudhë 25 vjeçare, nëse ky impiant do të prodhonte energji elektrike sa një impiant i energjisë së erës me fuqi 12 MW por me turbina 600, 750 dhe 2,000 kW të vendosur në rajonin e Karaburunit, rezulton përkatësisht 609,532, 539,588 dhe 642,328 tCO₂.

- *Norma e kreditimit të reduktimit të GHG*, përfaqëson çmimin e kreditimit/tCO₂ të reduktuar, i cili merret parasysh në analizën e emetimit [43]. Kjo vlerë shprehet në €/tCO₂, në rastin në studim kjo vlerë është pranuar 6 €/tCO₂.
- *Të ardhurat nga reduktimi i GHG*, përfaqësojnë të ardhurat e gjeneruar nga reduktimi i GHG. Këto konsiderohen të ardhura vjetore dhe llogariten si produkt i sasisë vjetore neto të reduktuar me çmimin e reduktimit [43]. Nga llogaritjet rezulton se këto të ardhura janë 146,288, 129,501 dhe 154,159 €, si në Tabelën 6.6.
- *Kohëzgjatja e kreditimit të GHG së reduktuar*, ky parametër varet nga politikat që ndiqen në këtë drejtim. Vende të ndryshme kanë politika të caktuara për kohëzgjatjen e kreditimit të sasisë së reduktuar të GHG. Në këtë studim kohëzgjatja është pranuar sa jeta e projektit, pra 25 vjet. Ky është një parametër që nevojitet për të llogaritur të ardhurat nga reduktimi i GHG [43].
- *Reduktimi neto i GHG gjatë kohës së kreditimit*, shpreh sasinë e energjisë së reduktuar të GHG vetëm për periudhën në të cilën do të kreditohet reduktimi [43]. Meqenëse koha e kreditimit është pranuar e barabartë me jetën e projektit, “Reduktimi neto i GHG gjatë kohës së kreditimit”, është i barabartë me “Reduktimi neto i GHG – 25 vjet”. Nëse koha e kreditimit do të ishte 15 vjet, ky parametër do të tregonte sasinë neto të GHG të reduktuar vetëm për 15 vjet.

6.3.3. Kostot, kursimet dhe të ardhurat

Në fazën e analizës financiare të një projekti energjetik të llogaritur nëpërmjet programit RETScreen Expert, bëjnë pjesë edhe kostot, kursimet dhe të ardhurat të cilat janë diskutuar gjerësisht më sipër. Disa nga këto parametra janë diskutuar në fazën e ndërtimit të modelit energjetik, disa në fazën e analizës së kostos dhe disa të tjera në fazën e analizës mjedisore.

Për impiantin 12 MW të energjisë së erës të ndërtuar me turbina me fuqi nominale 600 kW në rajonin e Karaburunit, studimi i fisibilitetit zë 0.27 % të kostos totale ose 42,300 €, kosto e zhvillimit 2.1 % të kostos totale ose 338,500 €, kostot inxhinierike zënë 0.74 % të kostos totale ose 118,000 €, kosto e ndërtimit të sistemit elektroenergjetik zë 84.2% të kostos totale ose 13,400,000 € dhe kostot e balancimit të sistemit & kosto të tjera zënë 12.6 % ose 2,012,103 €. Kostot vjetore, në të cilat përfshihen O&M dhe këstet (pagesat) e borxhit – 15 vjet shkojnë deri në 1,190,355 €. Kursimet dhe të ardhurat vjetore për këtë rast janë 2,770,860 €, nga të cilat 2,624,572 € janë të ardhurat nga eksportimi i energjisë elektrike dhe 146,288 € janë të ardhurat nga reduktimi i GHG.

Për impiantin 12 MW të energjisë së erës të ndërtuar me turbina me fuqi nominale 750 kW në rajonin e Karaburunit, studimi i fisibilitetit zë 0.27 % të kostos totale ose 42,300 €, kosto e zhvillimit 2.1 % të kostos totale ose 338,500 €, kostot inxhinierike zënë 0.71 % të kostos totale ose 113,000 €, kosto e ndërtimit të sistemit elektroenergjetik zë 82.2% të kostos totale ose 13,104,000 € dhe kostot e balancimit të sistemit & kosto të tjera zënë 14.7 % ose 2,342,646 €. Kostot vjetore, në të cilat përfshihen O&M dhe këstet e borxhit – 15 vjet shkojnë deri në 1,184,621 €. Kursimet dhe të ardhurat vjetore për këtë rast janë 2,448,746 €, nga të cilat 2,319,245 € janë të ardhurat nga eksportimi i energjisë elektrike dhe 129,501 € janë të ardhurat nga reduktimi i GHG.

Për impiantin 12 MW të energjisë së erës të ndërtuar me turbina me fuqi nominale 2,000 kW në rajonin e Karaburunit, studimi i fisibilitetit zë 0.28 % të kostos totale ose 42,300 €, kosto e zhvillimit 2.2 % të kostos totale ose 338,500 €, kostot inxhinierike zënë 0.78 % të kostos totale ose 117,500 €, kosto e ndërtimit të sistemit elektroenergjetik zë 84.1% të kostos totale ose 12,673,000 € dhe kostot e balancimit të sistemit & kosto të tjera zënë 12.6 % ose 1,893,832 €. Kostot vjetore, në të cilat përfshihen O&M dhe këstet e borxhit – 15 vjet shkojnë deri në 1,139,948 €. Kursimet dhe të ardhurat vjetore për këtë rast janë 2,914,994 €, nga të cilat 2,760,836 € janë të ardhurat nga eksportimi i energjisë elektrike dhe 154,159 € janë të ardhurat nga reduktimi i GHG.

6.3.4. Realizueshmëria dhe indikatorët financiarë

Në këtë paragraf diskutohen indikatorët financiarë të një projekti energjetik. Këto indikatorë japin informacion mbi realizueshmërinë e një projekti energjetik.

Tabela 6. 7. Indikatorët kryesorë financiarë të projektit energjetik.

Emërtimi	Njësia	600 kW	750kW	2000 kW
IRR para tatimit – kapitali	%	19.3	15.3	23
IRR para tatimit – asetet	%	8.9	6.6	10.9
Kthimi i thjeshtë	Vit	6.6	7.6	5.9
Kthimi i kapitalit	Vit	5.2	6.5	4.3
Vlera aktuale neto	€	7,833,381	4,736,656	9,980,927
Kursimet e ciklit të jetës	€/Vit	797,487	482,221	1,016,120
Raporti përfitim – kosto	-	2	1.6	2.3
Mbulimi i borxhit	-	2.8	2.4	3.2
Kosto e prodhimit të energjisë	€/kWh	0.064	0.072	0.058

Për të arsyetuar mbi realizueshmërinë financiare të një projekti energjetik dhe për të zgjedhur rastin më optimal, nëpërmjet programit RETScreen Expert është llogaritur norma e

brendshme të kthimit (*IRR*) para tatimit referuar kapitalit, norma e brendshme e kthimit (*IRR*) para tatimit referuar aseteve, periudha e kthimit të thjeshtë (*SPP*), periudha e kthimit të kapitalit (*EPP*), vlera aktuale neto (*NPV*), kursimi i ciklit të jetës (*ALCS*), raporti përfitim - kosto (*B-C*), mbulimi i shërbimit të borxhit (*DSC*) dhe kosto e prodhimit të energjisë elektrike (*EPC/COE*). Këto parametra diskutohen më poshtë (RETScreen Manual).

Në Tabelën 6.7. jepen vleftat e indikatorëve kryesorë financiarë që janë përdorur për të vlerësuar realizueshmërinë e projektit dhe zgjedhjen e projektit më optimal.

- *Norma e brendshme e kthimit (IRR) para tatimit – kapitali.* Në bazë të parametrave të dhënë, nëpërmjet programit RETScreen Expert është llogaritur norma e brendshme e kthimit mbi kapitalin, e cila shprehet në përqindje (%). Ky indikator përfaqëson interesin e vërtetë i cili sigurohet nga kapitali i projektit mbi të gjithë jetën e tij, para tatimit. Ai llogaritet në bazë të flukseve vjetore të parasë dhe jetës së projektit. E thënë ndryshe për llogaritjen e këtij indikatori duhet të gjejmë një vlerë të normës së skontimit për të cilën vlera aktuale të jetë e barabartë me zero. Meqenëse tatimi mbi të ardhurat është pranuar i barabartë me 0%, norma e brendshme e kthimit pas tatimit mbi kapitalin rezulton e njëjtë me atë para tatimit. IRR llogaritet në bazë të ekuacionit (6.1), të mëposhtëm [69], [76];

$$0 = \sum_{n=0}^N \frac{C_n}{(1 + IRR)^n} \quad (6.1)$$

ku C_n , është fluksi i parasë në vitin n , N është jeta e projektit në vite.

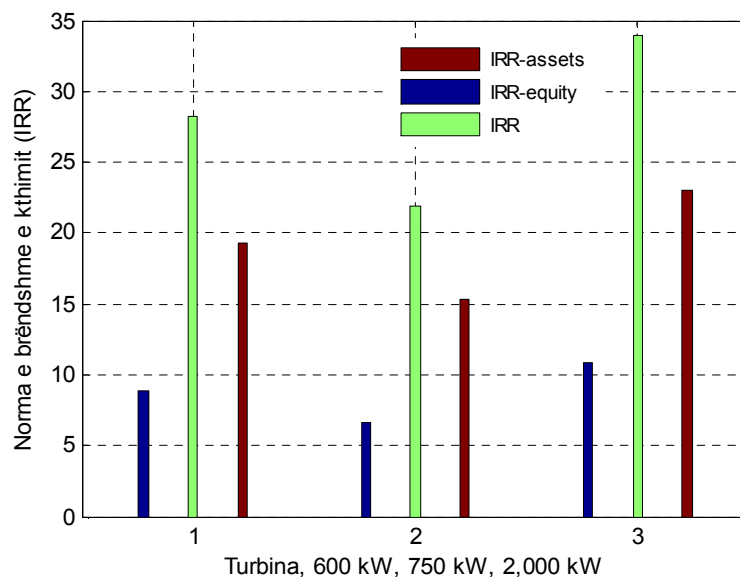


Figura 6. 2. Krahassimi i normës së brendshme të kthimit për të tre turbinat.

Norma e brendshme e kthimit për impiantin e propozuar përkatësisht për të tre rastet, rezulton 19.3, 15.3 dhe 23 %, si në Tabelën 6.7. Nga pikëpamja e realizueshmërisë financiare projekti me turbina 2,000 kW është më optimal. Në literaturë theksohet se projekti i cili ka IRR më të madhe se norma e skontimit është financiarisht i realizueshëm, si rrjedhojë shohim se të tre projektet janë financiarisht të realizueshëm. Por, projektet që kanë IRR më të madhe janë fitues për tu realizuar.

- *Norma e brendshme e kthimit (IRR) para tatimit – asetet.* Nëpërmjet programit RETScreen Expert është llogaritur norma e brendshme e kthimit mbi asetet, e cila shprehet në përqindje (%). Ky indikator përfaqëson interesin e vërtetë i cili sigurohet nga asetet e projektit mbi të gjithë jetën e tij, para tatimit. Ai llogaritet në bazë të flukseve vjetore të parasë dhe jetës së projektit. E thënë ndryshe për llogaritjen e këtij indikatori duhet të gjejmë një vlerë të normës së skontimit për të cilën vlera aktuale e aseteve të jetë e barabartë me zero. Meqenëse tatimi mbi të ardhurat është pranuar e barabartë me 0%, norma e brendshme e kthimit pas tatimit mbi asetet rezulton e njëjtë me atë para tatimit [69].

Norma e brendshme e kthimit për impiantin e propozuar përkatësisht për të tre rastet, rezulton 8.9, 6.6 dhe 10.9 %, si në Tabelën 6.7.

- *Kthimi i thjeshtë (SPP),* përfaqëson kohën që i duhet një projekti që të shlyejë koston fillestare të ndërtimit të tij nëpërmjet të ardhurave dhe kursimeve që ai gjeneron. Sa më e vogël të jetë periudha e kthimit të thjeshtë aq më atraktiv është ai.

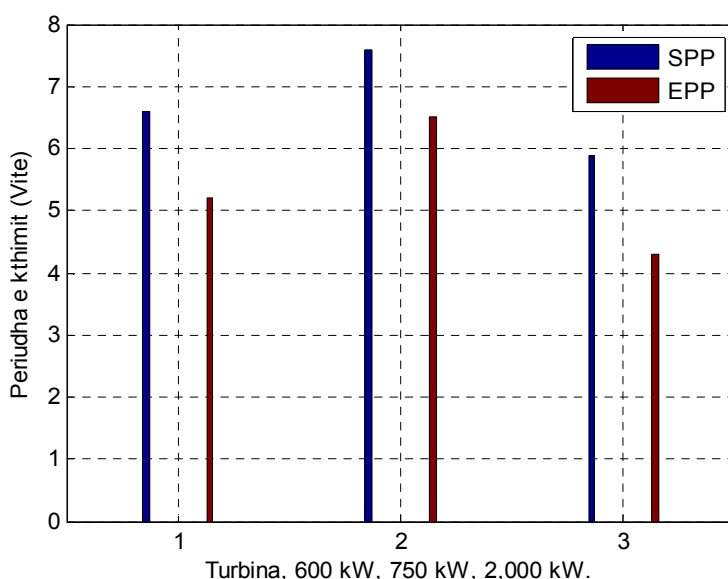


Figura 6. 3. Krahasoni i periudhës së kthimit të thjeshtë dhe kthimit të kapitalit.

Nëse do të krahasojmë dy ose më shumë projekte për të përcaktuar atë më optimal, themi se ai i cili ka SPP më të shkurtër, konsiderohet si më i përshtatshëm nëse investitori kërkon një shlyerje të shpejtë të investimit [4], [77].

Llogaritja e këtij parametri kërkon njohjen e kostos fillestare totale, koston vjetore totale, kursimet vjetore totale dhe të ardhurat vjetore totale. Llogaritja bëhet për flukset e pa tatuara dhe merr parasysh çdo mbështetje apo grant. Ekuacioni 6.2 i mëposhtëm, shpreh relacionin matematik me anë të cilit softi RETScreen Expert, llogarit SPP [69], [76], .

$$SP = \frac{C - IG}{(C_{ener} + C_{capa} + C_{RE} + C_{GHG}) - (C_{O\&M} + C_{fuel})} \quad (6.2)$$

ku, C_{ener} përfaqëson të ardhurat ose kursimet vjetore të energjisë, C_{capa} përfaqëson të ardhurat apo kursimet vjetore të kapacitetit, C_{RE} përfaqëson të ardhurat nga shitjet e energjisë së ripërtëritshme (RE), C_{GHG} përfaqëson të ardhurat nga reduktimi i GHG, $C_{O\&M}$ përfaqëson koston e operimit dhe të mirëmbajtjes, C_{fuel} përfaqëson koston e lëndës djegëse që mund të përdoret në rast të studimit të projekteve hibride, C përfaqëson koston totale të projektit të propozuar dhe IG përfaqëson mbështetjen/grantet.

Periudha e kthimit të thjeshtë nga llogaritjet është vlerësuar përkatësisht për secilin rast 6.6, 7.6 dhe 5.9 vjet, si në Tabelën 6.7. Rasti më i mirë rezulton impianti i ndërtuar me turbina me fuqi 2,000 kW, me një periudhë të kthimit të thjeshtë saktësisht 5.9 vjet.

- *Kthimi i kapitalit (EPP)*, referuar literaturës quhet ndryshe me termin *Viti i Flukseve Pozitive të Parasë*, pra “*Year-to-Positive Cash Flow*”. *EPP* është përdorur për të llogaritur vitin e parë që flukset kumulative të parasë për projektin e propozuar, jenë pozitive. *EPP* llogaritet sipas Ekuacionit 6.3, të mëposhtëm [69], [76], .

$$0 = \sum_{n=0}^{N_{PCF}} \tilde{C}_n \quad (6.3)$$

Ku $\tilde{C}_n = C_n$, është fluksi i parasë pas tatimit në vitin n i cili në rastin tonë është i barabartë me atë para tatimit, N_{PCF} përfaqëson vitin me fluks pozitiv.

Periudha e kthimit të kapitalit nga llogaritjet është vlerësuar përkatësisht për secilin rast 5.2, 6.5 dhe 4.3 vjet, si në Tabelën 6.7. Rasti më i mirë rezulton impianti i ndërtuar me turbina me fuqi 2,000 kW, me një periudhë të kthimit të kapitalit saktësisht 4.3 vjet.

- *Vlera aktuale neto (NPV)*, është një tjetër indikator financiar e cila përfaqëson vlerën e të gjitha flukseve të ardhshme, të skontuara. NPV lidhet me IRR dhe u llogarit për vitin 0.

NPV përcaktohet duke krahasuar vlerën aktuale të të gjithë flukseve hyrëse me flukset dalëse dhe duke bërë diferencën midis tyre. Nëpërmjet diferencës midis këtyre flukseve, tregojmë nëse investimi është ose jo i realizueshëm financiarisht. Sa më e madhe të jetë në vlerë NPV, aq më bindës është një projekt energjetik [4]. Zakonisht projekti i cili ka NPV më të madhe fiton të drejtën për tu vënë në zbatim. NPV u llogarit nëpërmjet programit RETScreen dhe u pa se për secilin rast kjo vlerë rezultoi 7,833,381, 4,736,656 dhe 9,980,927 €, si në Tabelën 6.7. NPV llogaritet duke përdorur flukset pas tatimit $\tilde{C}_n$, sipas Ekuacionit (6.4), të mëposhtëm [69], [76], [78].

$$NPV = \sum_{n=0}^N \frac{\tilde{C}_n}{(1+r)^n} \quad (6.4)$$

ku, në rastin tone $\tilde{C}_n = C_n$ dhe r është norma e skontimit.

- *Kursimet vjetore të ciklit të jetës (ALCS)*, janë kursimet vjetore nominale të standartizuara të cilat kanë ekzaktësisht të njëjtën jetë dhe vlerë aktuale neto me projektin [45]. Ato llogariten duke përdorur formulën e mëposhtme, Ekuacioni (6.5).

$$ALCS = \frac{NPV}{\frac{1}{r} \left(1 - \frac{1}{(1+r)^N} \right)} \quad (6.5)$$

Ky indikator financiar për secilin rast rezultoi 797,487, 482,221 dhe 1,016,120 €/Vit, si në Tabelën 6.7.

- *Raporti kosto – përfitim (B-C)*, është një indikator financiar i cili përfaqëson shkallën e përfitimit të projektit të energjisë së erës [45], [69], [79]. B-C llogaritet me anë të Ekuacionit (6.6), si më poshtë,

$$B - C = \frac{NPV + (1 - f_d)C}{(1 - f_d)C} \quad (6.6)$$

ku, f_d është niveli i borxhit.

Për projektin e propozuar B-C, rezultoi përkatësisht 2, 1.6 dhe 2.3, si në Tabelën 6.7. Duke qenë se të tre koeficientet janë më të mëdhenj se 1, kjo do të thotë se të tre projektet janë me leverdi. Sa më i madh të jetë ky koeficient aq më shumë përfiton investitori.

- *Mbulimi i borxhit (DSCR)*, është llogaritur me anë të programit RETScreen për çdo vit, për të llogaritur nivelin më të ulët që haset përgjatë periudhës së borxhit. Ky indikator shpreh raportin e përfitimeve të projektit me koston e borxhit [45], [69]. Nga llogaritjet rezultoi se ky indikator është përkatësisht 2.8, 2.4 dhe 3.2, si në Tabelën 6.7.

DSCR, është një parametër që përdoret gjerësisht nga kreditorët për të gjykuar mbi riskun financiar. DSCR për vitin n mund të llogaritet në bazë të Ekuacionit 6.7 të mëposhtëm,

$$DSCR_n = \frac{\max(C_n + D, COI_n - \tilde{C}_0)}{D} \quad (6.7)$$

Ku COI_n janë të ardhurat shumëore (kumulative) operative për vitin n , të cilat llogariten sipas ekuacionit të mëposhtëm;

$$COI_n = \sum_{i=1}^n \tilde{C}_i \quad (6.8)$$

- *Kosto e prodhimit të energjisë elektrike (EPC/COE).*

Kosto e prodhimit të energjisë elektrike, C_{prod} , është një parametër nga e cila varet $\tilde{C}_n$, ajo llogaritet duke arsyetuar mbi ekuacionin (6.9) [45];

$$0 = \sum_{i=1}^N \frac{\tilde{C}_n}{(1+r)^n} \quad (6.9)$$

Për të tre rastet e marra në studim ky indikator financiar rezulton, 0.064, 0.072 dhe 0.058 €/kWh.

Kosto më e ulët e prodhimit të energjisë elektrike për impiantin e propozuar rezulton në rastin e turbinës 2,000 kW, si në Tabelën 6.7.

6.3.5. Flukset vjetore të të ardhurave

6.3.5.1. Flukset vjetore në para

Llogaritja e flukseve të të ardhurave në para (cash) ruan të njëjtën trajtë në bazë vjetore për të gjitha shpenzimet (flukset dalëse) dhe të ardhurat (flukset hyrëse) që gjenerohen nëpërmjet projektit të energjisë së erës. Në këtë paragraf diskutohen diagramet e flukseve të parasë para tatimit.

Në Tabelën 6.8. jepen flukset vjetore të parasë para tatimit dhe flukset shumëore të parasë për impiantin e propozuar me fuqi të instaluar 12 MW, por të ndërtuar me turbina me fuqi 600 kW. Nga tabela vihet re se në vitin zero flukset vjetore para tatimit dhe flukset shumëore janë të barabarta dhe në vlerë negative -7,955,452 €. Kjo është e natyrshme sepse viti zero është viti në të cilin ndërtohet impianti.

Për sa i përket flukseve të parasë para tatimit, ato kanë shenjë pozitive duke filluar nga viti i parë pas ndërtimit të impiantit. Në vitin e 15 shlyhet borxhi prej 50% të kostos fillestare të

investimit dhe si rrjedhojë kemi një përmirësim të dukshëm të të ardhurave pas këtij viti. Flukset shumëvjeçare të të ardhurave i shtohen kostos fillestare dhe thuajse për 5.2 vite kemi shlyerjen totale të kapitalit.

Përfundimet e mësipërme janë pasqyruar në mënyrë grafike në Figurën 6.4.

Tabela 6. 8. *Flukset vjetore të të ardhurave për impiantin me turbina 600 kW.*

Viti	Para tatimit (€)	Shumore (€)
0	-7,955,452	-7,953,452
1	1,569,368	-6,386,084
2	1,557,897	-4,828,187
3	1,546,081	-3,282,106
4	1,533,911	-1,748,195
5	1,521,376	-226,819
6	1,508,465	1,281,646
7	1,495,167	2,776,813
8	1,481,469	4,258,282
9	1,467,361	5,725,643
10	1,452,830	7,178,473
11	1,437,862	8,616,335
12	1,422,446	10,038,781
13	1,406,567	11,445,347
14	1,390,211	12,835,559
15	1,373,365	14,208,924
16	2,175,129	16,384,053
17	2,157,257	18,541,311
18	2,138,849	20,680,160
19	2,119,889	22,800,049
20	2,100,360	24,900,408
21	2,080,245	26,980,653
22	2,059,526	29,040,179
23	2,038,186	31,078,366
24	2,016,206	33,094,572
25	2,016,207	35,114,572

Në Tabelën 6.9. jepen flukset vjetore të parasë para tatimit dhe flukset shumëvjeçare të parasë për impiantin e propozuar me fuqi të instaluar 12 MW, të ndërtuar me turbina me fuqi 750 kW. Ashtu si më parë, nga tabela vihet re se në vitin zero flukset vjetore para tatimit dhe flukset shumëvjeçare janë të barabarta dhe në vlerë negative -7,970,223 €. Kjo është e natyrshme sepse viti zero është viti në të cilin ndërtohet impianti.

Për sa i përket flukseve të parasë para tatimit, ato kanë shenjë pozitive duke filluar nga viti i parë pas ndërtimit të impiantit. Në vitin e 15 shlyhet borxhi prej 50% të kostos fillestare të investimit dhe si rrjedhojë kemi një përmirësim të dukshëm të të ardhurave pas këtij viti. Flukset shumë të të ardhurave i shtohen kostos fillestare dhe thuajse për 6.5 vite kemi shlyerjen totale të kapitalit të investuar.

Përfundimet e mësipërme janë pasqyruar në mënyrë grafike në Figurën 6.5.

Tabela 6. 9. *Flukset vjetore të të ardhurat për impiantin me turbina 750 kW.*

Viti	Para tatimit (€)	Shumore (€)
0	-7,970,223	-7,970,223
1	1,253,205	-6,717,018
2	1,241,958	-5,475,060
3	1,230,373	-4,244,687
4	1,218,441	-3,026,246
5	1,206,151	-1,820,095
6	1,193,492	-626,603
7	1,180,454	553,851
8	1,167,024	1,720,875
9	1,153,192	2,87,4067
10	1,138,944	4,013,011
11	1,124,269	5,137,280
12	1,109,154	6,246,434
13	1,093,585	7,340,019
14	1,077,549	8,417,568
15	1,061,033	9,478,601
16	1,864,657	11,343,258
17	1,847,134	13,190,392
18	1,829,085	15,019,477
19	1,810,496	16,829,973
20	1,791,348	18,621,321
21	1,771,626	20,392,947
22	1,751,313	22,144,260
23	1,730,390	23,874,650
24	1,708,839	25,583,488
25	1,698,839	27,282,328

Në Tabelën 6.10. tregohen flukset vjetore të parasë para tatimit dhe flukset shumë të parasë për impiantin e propozuar me fuqi të instaluar 12 MW, të ndërtuar me turbina me fuqi 2,000 kW. Ashtu si në dy rastet e mëparshme, nga tabela vihet re se në vitin zero flukset vjetore

para tatimit dhe flukset shumore janë të barabarta dhe në vlerë negative -7,532,566 €. Kjo është e natyrshme sepse viti zero është viti në të cilin ndërtohet impianti.

Për sa i përket flukseve të parasë para tatimit, ato kanë shenjë pozitive duke filluar nga viti i parë pas ndërtimit të impiantit. Në vitin e 15 shlyhet borxhi prej 50% të kostos fillestare të investimit dhe si rrjedhojë kemi një përmirësim të dukshëm të të ardhurave pas këtij viti. Flukset shumore të të ardhurave i shtohen kostos fillestare dhe thuajse për 4.3 vite shlyhet tërësisht kapitali i investuar. Përfundimet e mësipërme janë pasqyruar në Figurën 6.6.

Tabela 6. 10. *Flukset vjetore të të ardhurat për impiantin me turbina 2,000 kW.*

Viti	Para tatimit (€)	Shumore (€)
0	-7,532,566	-7,532,566
1	1,753,709	-5,778,857
2	1,742,138	-4,036,720
3	1,730,219	-2,306,501
4	1,717,943	-588,558
5	1,705,299	1,116,741
6	1,692,275	2,809,016
7	1,678,861	4,487,876
8	1,665,044	6,152,920
9	1,650,812	7,803,733
10	1,636,154	9,439,887
11	1,621,056	11,060,943
12	1,605,505	12,666,448
13	1,589,488	14,255,936
14	1,572,990	15,828,926
15	1,555,997	17,384,923
16	2,314,068	19,698,991
17	2,296,040	21,995,031
18	2,277,472	24,272,503
19	2,258,346	26,530,849
20	2,238,647	28,769,496
21	2,218,356	30,987,852
22	2,197,457	33,185,309
23	2,175,931	35,361,239
24	2,153,759	37,515,098
25	2,130,922	39,645,920

6.3.5.2. Diagramet e flukseve të të ardhurave

Flukset e të ardhurave shprehen në varësi të kohës nëpërmjet diagramit së flukseve të parasë.

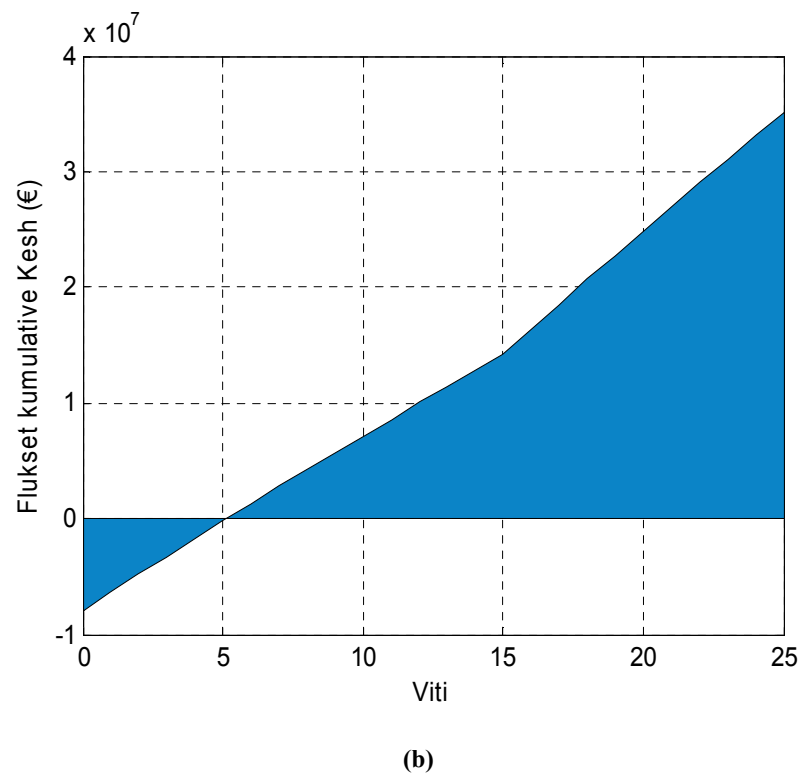
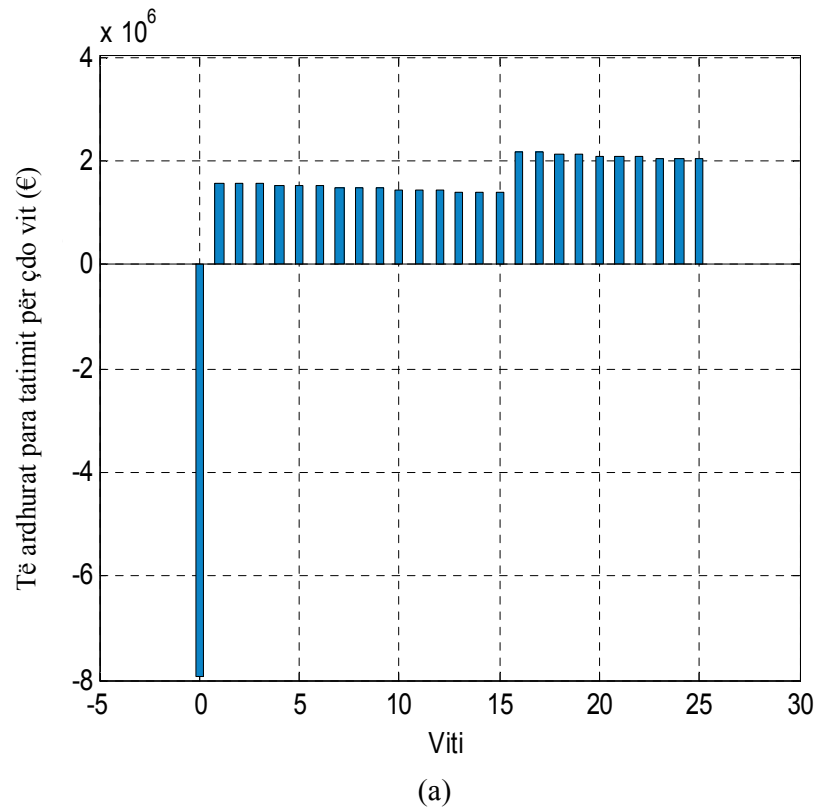


Figura 6. 4. Të ardhurat dhe flukset shume për impiantin me turbina 600 kW.

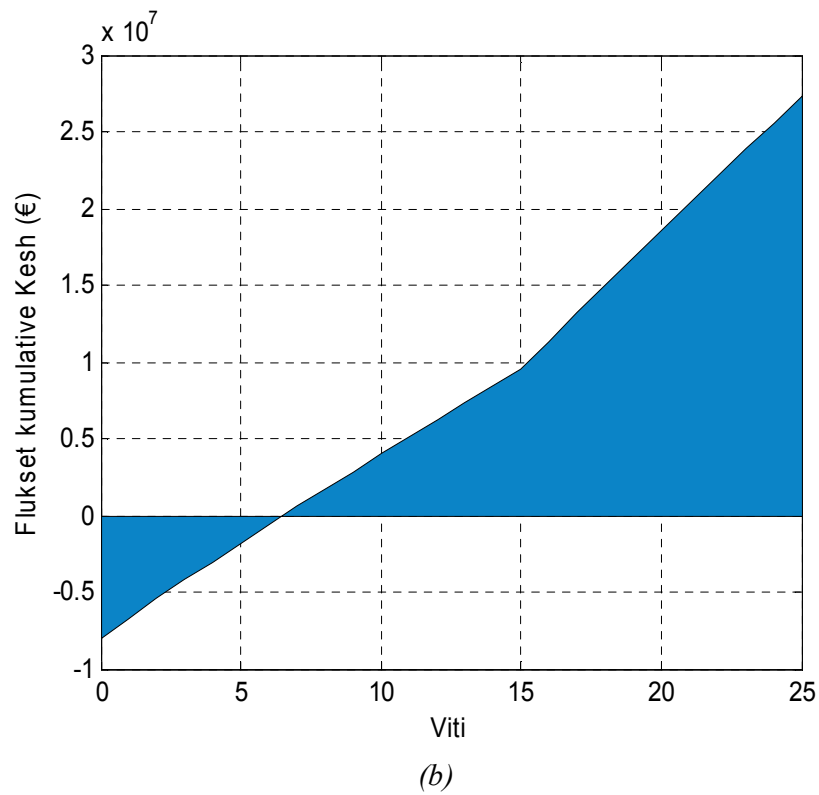
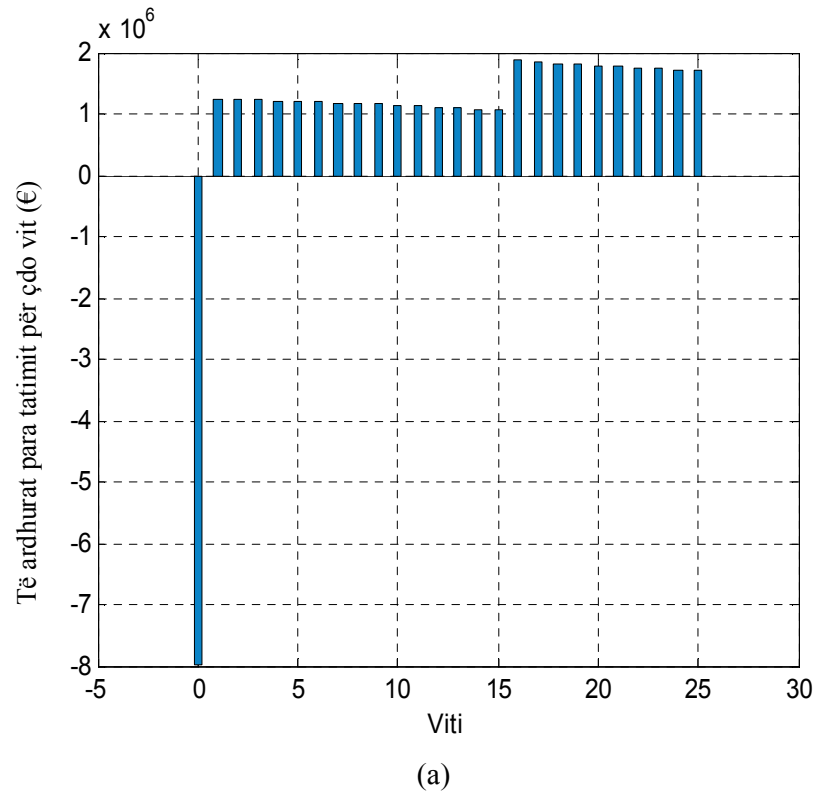


Figura 6. 5. Të ardhurat dhe flukset shume për impiantin me turbina 750 kW.

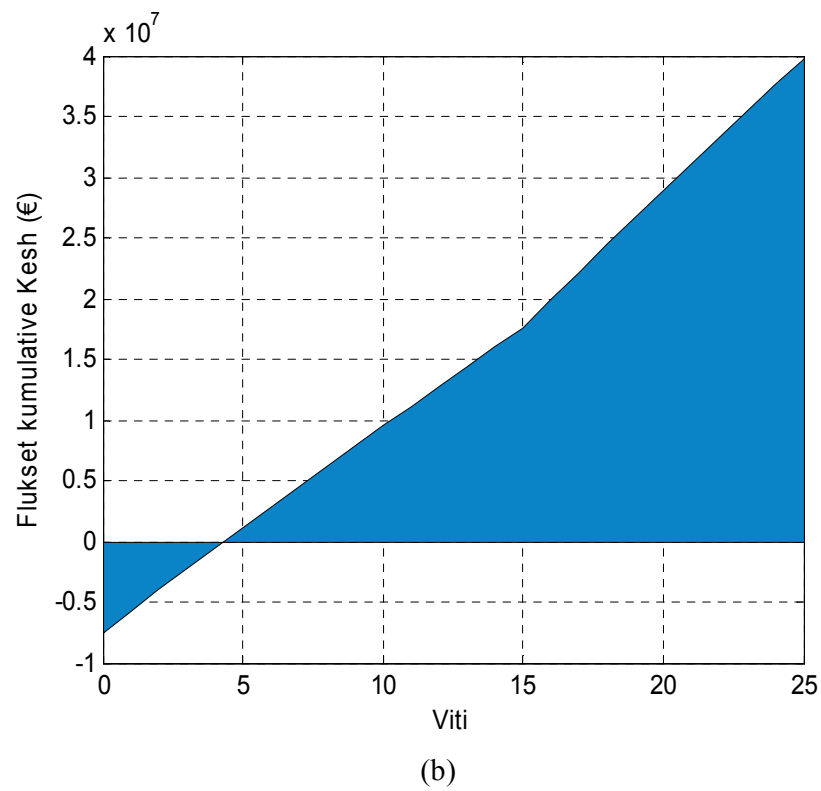
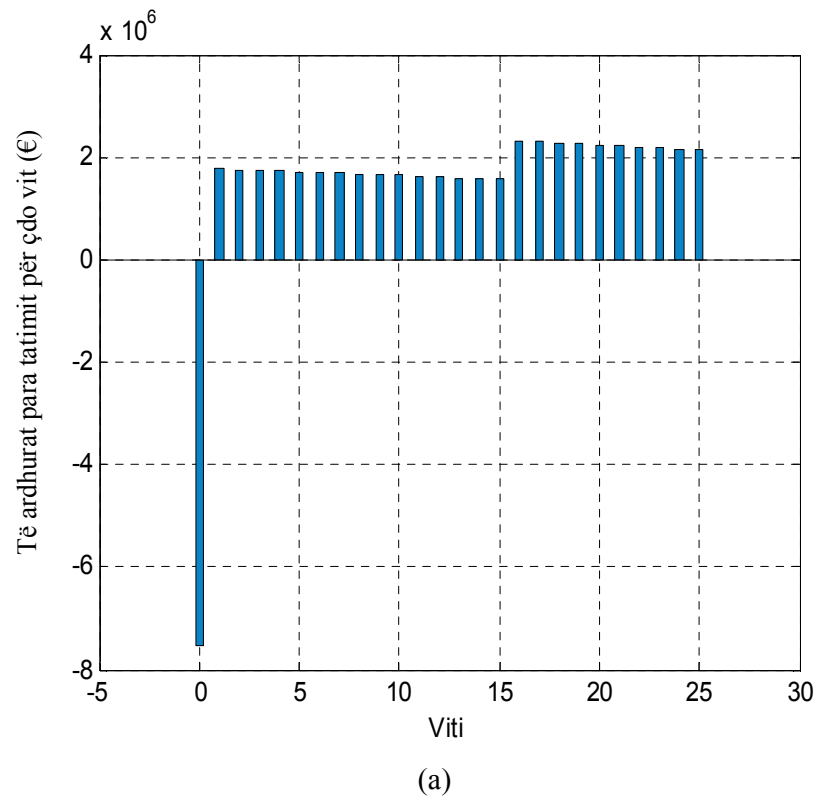


Figura 6. 6. Të ardhurat dhe flukset shumore për impiantin me turbina 2,000 kW.

6.4. Përfundime

Në këtë kapitull u diskutua analiza e fisibilitetit për një projekt të energjisë së erës. Fillimisht është diskutuar sasia e emetuar e gazeve serrë në atmosferë për rastin bazë dhe për rastin e propozuar. Janë përfutur saktësisht vlerat e GHG të reduktuar për tre rastet në studim. Më pas është bërë analiza financiare e projektit, ku janë diskutuar treguesit e vlefshmërisë së një projekti të energjisë së erës. Bazuar në të dhëna të sakta mbi tregun aktual të energjisë së erës në rajon, Evropë dhe më gjerë u vlerësua se, në rajonin e Karaburunit të tre rastet janë të vlefshëm për tu instaluar, por rasti i tretë me 6 turbina me 2,000 kW secila, rezulton më optimal.

Është llogaritur se impianti i zakonshëm do të emetojë në atmosferë 26,501.4 tCO₂ në rast se do të prodhonte aq energji sa impianti i propozuar me fuqi 12 MW i ndërtuar me 20 turbina 600 kW secila. Po ashtu 23,460.4 tCO₂ në rastin e impiantit me 16 turbina 750 kW dhe 27,927.3 tCO₂ në rastin e impiantit me 6 turbina 2,000 kW. Është llogaritur edhe GHG që emeton sistemi i rastit të propozuar i cili rezulton 2,120.1, 1,876.8 dhe 2,234.2 tCO₂ përkatësisht për impiantin me turbina 600, 750 dhe 2,000 kW. Diferenca midis GHG të emetuar në rastin bazë me GHG e emetuar në rastin e propozuar jep GHG e reduktuar.

Është propozuar që çmimi i energjisë së eksportuar në rrjet (feed-in tariff/FIT) të jetë 85 €/MWh. Janë diskutuar të ardhurat nga reduktimi i GHG ku propozohet që çmimi i kreditimit të jetë 6 €/ tCO₂ të reduktuar. Në mënyrë të argumentuar është trajtuar realizueshmëria dhe indikatorët financiarë të tillë si IRR, SPP, EPP, NPV, ALCS, DSCR, B-C dhe EPC/COE. Rezulton se çmimi i prodhimit të energjisë elektrike në rajonin e Karaburunit është 0.064, 0.072 dhe 0.058 €/kWh, përkatësisht për të tre rastet me turbina 600, 750 dhe 2,000 kW.

ANALIZA E NDJESHMËRISË DHE PASIGURIVE

7.1. Hyrje

Nëpërmjet analizës së ndjeshmërisë dhe pasigurive, studiohet varësia e indikatorëve më të rëndësishëm financiarë të një projekti energjetik kundrejt ndryshimit të parametrave kyç teknik dhe ekonomik të tij. Qëllimi i kësaj analize është të studiohet sjellja e indikatorëve financiarë, kur ndryshojnë parametrat ekonomik apo teknik të projektit. Nëpërmjet kësaj analize mund të gjykojmë më objektivisht mbi vlefshmërinë e një projekti [4], [43].

Një studim fisibiliteti nuk do të ishte i plotë pa analizën e ndjeshmërisë dhe pasigurive. Për të kompletuar studimin e fisibilitetit të trajtuar në Kapitullin 6, studimi vijon me impiantin me fuqi të instaluar 12,000 kW, të ndërtuar me 6 turbina me fuqi nominale 2,000 kW secila, i cili rezultoi rasti më optimal.

Analiza e ndjeshmërisë konsiston në një trajtim të përgjithshëm të indikatorëve kundrejt ndryshimit të dy parametrave të projektit. Nëpërmjet këtij trajtimi, studiohet impakti që një parametër ka mbi një indikator. Duke e vlerësuar parametrin i cili ka impaktin më të madh mbi një indikator (i cili shpie në devijimin e vlefshmërisë së projektit), e identifikojmë dhe më pas mund të veprojmë për të reduktuar impaktin e tij [4], [43].

Analiza e pasigurive përfaqëson një analizë statistikore të bazuar mbi simulimin Monte Carlo. Nëpërmjet kësaj analize, vlerësohet nëse ndryshimi i indikatorit financiar është i pranueshëm, ose jo. Papranueshmëria e ndryshueshmërisë është një tregues i nevojës për të ndërhyrë, me qëllim reduktimin e pasigurisë që shoqëron parametrin i cili ka një impakt të konsiderueshëm në indikatorin financiar [4], [43].

Pas kësaj hyrje, në paragrafin 7.2 diskutohet mbi analizën e ndjeshmërisë së dy indikatorëve financiarë (EPP dhe EPC). Në paragrafin 7.3 diskutohet mbi analizën e pasigurive dhe në fund në paragrafin 7.4 jepen disa përfundime.

7.2. Analiza e ndjeshmërisë

Në këtë paragraf studiohet ndikimi i disa parametrave ekonomik mbi periudhën e kthimit të kapitalit (EPP) dhe koston e prodhimit të energjisë elektrike (EPC). Qëllimi i zgjedhjes së këtyre dy indikatorëve lidhet me interesat e investitorëve, meqenëse shpesh janë të interesuar për shlyerjen sa më shpejtë të investimit. Parametrat, të cilët janë përdorur për të vlerësuar ndjeshmërinë e indikatorëve të mësipërm janë çmimi i energjisë elektrike, kosto fillestare, O&M, niveli i borxhit, periudha e borxhit dhe norma e interesit. Diapazoni i ndjeshmërisë së parametrave është 25 %, ndërsa pragu i cili përfaqëson atë vlerë poshtë/sipër së cilës projekti bëhet i pavlefshëm është 5 vjet në rastin e EPP dhe 60 €/MWh në rastin e EPC.

Në Tabelën 7.1 jepet ndjeshmëria e periudhës së kthimit të kapitalit kundrejt ndryshimit të koston fillestare dhe çmimit të energjisë elektrike. Nga studimi i fisibilitetit u vlerësua se kosto fillestare e projektit është 15,065,132 €, ndërsa çmimi i energjisë elektrike u pranua 85 €/MWh. Nga Tabela 7.1 shohim se për një ndryshim të koston me 25 % dhe çmimit të energjisë me -25%, periudha e kthimit të kapitalit nga 4.3451 vjet shkon në 11.7587 vjet, gjë që e bën projektin të pavlefshëm ekonomikisht për tu zbatuar. Nëse kosto fillestare e projektit zbret deri në -25% duke u shoqëruar me rritjen e çmimit të energjisë me 25 %, pra me vlerë 106.25 €/MWh, atëherë periudha e kthimit të kapitalit do të shkurtohet deri në 2.1474 vjet. Pjesa e shënuar me ngjyrë portokalli tregon ndjeshmërinë e kthimit të kapitalit për projekt të pavlefshëm. Nga analiza e bërë, vihet re se çmimi i energjisë dhe kosto fillestare e projektit energjetik kanë impakt të konsiderueshëm mbi periudhën e kthimit të kapitalit.

Në Tabelën 7.2 jepet ndjeshmëria e periudhës së kthimit të kapitalit kundrejt ndryshimit të koston fillestare dhe koston O&M. Në kapitullin e analizës së koston u vlerësua se O&M është 374,477.46 €. Ndryshimi i koston fillestare me -25% nuk ndikon mbi vlefshmërinë e projektit për ndryshime të O&M në të gjithë diapazonin e ndryshimit të saj. Vlefshmëria e projektit nuk do të ishte e pranueshme nëse për ndryshim të koston fillestare me 25 %, po kaq do të ndryshonte edhe O&M si në pjesën me ngjyrë portokalli.

Në Tabelën 7.3 pasqyrohet ndjeshmëria e periudhës së kthimit të kapitalit kundrejt ndryshimit të normës së interesit dhe nivelit të borxhit. Nga studimi i fisibilitetit u vlerësua se norma e interesit shkon 6% dhe niveli i borxhit 50%. Shohim se për ndryshim të normës së interesit me 25 % dhe nivelit të borxhit me 25%, periudha e kthimit të kapitalit nga 4.3451 vjet shkon në 3.9088 vjet. Projekti bëhet i pavlefshëm nëse niveli i borxhit zbret me -25%, pra në 37.5% dhe norma e interesit rritet me 18.75% deri 25%, pra në 7.125% deri 7.5 %.

Tabela 7. 1. Ndjeshmëria e periudhës së kthimit të kapitalit kundrejt ndryshimit të kostos fillestare dhe çmimit të energjisë.

Çmimi i energjisë [€/MWh]		Kosto fillestare [€]								
		11,298,849	12,240,419	13,181,990	14,123,561	15,065,132	16,006,703	16,948,273	17,889,844	18,831,415
		-25 %	-18.75 %	-12.5 %	-6.25 %	0 %	6.25 %	12.5 %	18.75 %	25 %
63.75	-25 %	4.5713	5.1698	5.8262	6.5502	7.3525	8.2492	9.2618	10.4186	11.7587
74.37	-12.5%	3.5598	3.9835	4.4390	4.9259	5.4519	6.0181	6.6346	7.3049	8.0380
85.00	0 %	2.9177	3.2457	3.5918	3.9569	4.3451	4.7564	5.1940	5.6612	6.1599
95.63	12.5 %	2.4740	2.7400	3.0180	3.3102	3.6162	3.9369	4.2752	4.6311	5.0056
106.25	25%	2.1474	2.3715	2.6041	2.8460	3.0979	3.3611	3.6353	3.9212	4.2209

Tabela 7. 2. Ndjeshmëria e periudhës së kthimit të kapitalit kundrejt ndryshimit të kostos fillestare dhe O&M.

O&M [€]		Kosto fillestare [€]								
		11,298,849	12,240,419	13,181,990	14,123,561	15,065,132	16,006,703	16,948,273	17,889,844	18,831,415
		-25 %	-18.75 %	-12.5 %	-6.25 %	0 %	6.25 %	12.5 %	18.75 %	25 %
280,858.09	-25 %	2.7748	3.0812	3.4041	3.7438	4.1021	4.4814	4.8821	5.3079	5.7601
327,667.78	-12.5%	2.8444	3.1612	3.4953	3.8473	4.2199	4.6145	5.0325	5.4784	5.9521
374,477.46	0 %	2.9177	3.2457	3.5918	3.9569	4.3451	4.7564	5.1940	5.6612	6.1599
421,287.15	12.5 %	2.9950	3.3352	3.6941	4.0739	4.4786	4.9079	5.3674	5.8576	6.3849
468,096.83	25%	3.0773	3.4300	3.8026	4.1989	4.6212	5.0707	5.5538	6.0702	6.6287

Tabela 7. 3. Ndjeshmëria e periudhës së kthimit të kapitalit kundrejt normës së interesit dhe nivelit të borxhit.

Tabela 7.5: Pajesimet e përdanës të kinitit të kapin kinitit normës të interesit dhe niveli të borxhit.										
Niveli i borxhit [Vite]		Norma e interesit [%]								
		4.50 %	4.875 %	5.25 %	5.625 %	6.00 %	6.375 %	6.75 %	7.125 %	7.5 %
		-25 %	-18.75 %	-12.5 %	-6.25 %	0 %	6.25 %	12.5 %	18.75 %	25 %
37.50 %	-25 %	4.7538	4.7872	4.8216	4.8568	4.8931	4.9303	4.9685	5.0078	5.0485
43.75 %	-12.5%	4.4727	4.5112	4.5509	4.5917	4.6338	4.6772	4.7220	4.7681	4.8157
50.00 %	0 %	4.1640	4.2070	4.2515	4.2975	4.3451	4.3944	4.4454	4.4981	4.5528
56.25 %	12.5 %	3.8245	3.8710	3.9193	3.9694	4.0216	4.0761	4.1328	4.1917	4.2530
62.50 %	25%	3.4496	3.4988	3.5501	3.6036	3.6595	3.7177	3.7786	3.8422	3.9088

Për çfarëdo vlere tjetër të ndryshimit të këtyre dy parametrave brenda diapazonit të pranuar, ndryshimi i periudhës së kthimit të kapitalit të investuar nga investitori nuk mund të bëjë projektin ekonomikisht të pavarëshëm. Si përfundim, themi se ndikimi i këtyre dy parametrave nuk është domethënës në ndryshimin e periudhës së kthimit të kapitalit.

Në tabelën 7.4 pasqyrohet ndjeshmëria e periudhës së kthimit të kapitalit kundrejt ndryshimit të normës së interesit dhe periudhës së borxhit. Sipas BSH, periudha më e gjatë e dhënies së borxhit është 15 vjet, me normë interesi 6%. Periudha e kthimit të kapitalit nuk varet dukshëm nga këto dy parametra, pra roli i tyre mbi indikatorin financiar në fjalë është i ulët. Projekti nuk është i vlefshëm ekonomikisht për një ndryshim të normës së interesit nga 18.75 deri në 25%, për ndryshim të periudhës së borxhit me -25%. Në çdo rast tjetër projekti është i vlefshëm për tu zbatuar.

Ndjeshmëria e kostos së prodhimit të energjisë elektrike kundrejt ndryshimit të kostos fillestare dhe çmimit të energjisë, pasqyrohet në Tabelën 7.5. Kosto e prodhimit të energjisë elektrike nëpërmjet impiantit të energjisë së erës me fuqi të instaluar 12 MW dhe me 6 turbina me fuqi nominale 2,000 MW secila, nga studimi i realizuar, rezultoi 0.058 €/kWh, ndërsa çmimi i shitjes së energjisë elektrike është 0.085 €/kWh. Nga Tabela 7.5 vihet re se kosto e prodhimit të energjisë elektrike nuk varet nga çmimi i shitjes së energjisë elektrike pavarësisht ndryshimit. Kosto e prodhimit varet ndjeshëm nga kosto fillestare. Për një ndryshim me vetëm 6.25% të kostos fillestare, pra duke ndryshuar nga 15,065,132 € në 16,006,703 €, projekti energjetik bëhet i pavarëshëm ekonomikisht për tu implementuar. Nga ana tjetër është e natyrshme të kuptohet se për zvogëlim të kostos fillestare nën koston e llogaritur, projekti është i vlefshëm ekonomikisht për çdo diapazon ndryshimi deri në - 25%. Për një ndryshim të kostos fillestare me - 25% kosto e prodhimit të energjisë elektrike rezulton me 0.046 €/kWh. Vleftat e EPC në Tabelën 7.5 jepen në €/MWh.

Në Tabelën 7.6 pasqyrohet ndjeshmëria e kostos së prodhimit të energjisë elektrike kundrejt ndryshimit të kostos fillestare dhe O&M. Në analizën e kostos, O&M u vlerësua 374,477.46 €. Në tabelë shihet ndikimi i saj në koston e prodhimit të energjisë elektrike, kur ajo ndryshon me +/- 25 %. Projekti energjetik bëhet i pavarëshëm në rast se O&M ndryshon shoqëruar me ndryshimin e kostos fillestare, sipas pjesës në tabelë të ngjyrosur portokalli.

Tabela 7. 4. Ndjeshmëria e periudhës së kthimit të kapitalit kundrejt normës së interesit dhe periudhës së borxhit.

Periudha e borxhit [Vite]		Norma e interesit [%]								
		4.50 %	4.875 %	5.25 %	5.625 %	6.00 %	6.375 %	6.75 %	7.125 %	7.5 %
		-25 %	-18.75 %	-12.5 %	-6.25 %	0 %	6.25 %	12.5 %	18.75 %	25 %
11	-25 %	4.6378	4.6898	4.7435	4.7990	4.8563	4.9156	4.9769	5.0407	5.1069
13	-12.5%	4.3511	4.3975	4.4453	4.4948	4.5459	4.5987	4.6534	4.7100	4.7685
15	0 %	4.1640	4.2070	4.2515	4.2975	4.3451	4.3944	4.4454	4.4981	4.5528
17	12.5 %	4.0326	4.0736	4.1161	4.1600	4.2055	4.2526	4.3014	4.3519	4.4042
19	25%	3.9361	3.9755	4.0165	4.0591	4.1033	4.1491	4.1965	4.2457	4.2967

Tabela 7. 5. Ndjeshmëria e kostos së prodhimit të energjisë elektrike kundrejt ndryshimit të kostos fillestare dhe çmimit të energjisë.

Çmimi i energjisë [€/MWh]		Kosto fillestare [€]								
		11,298,849	12,240,419	13,181,990	14,123,561	15,065,132	16,006,703	16,948,273	17,889,844	18,831,415
		-25 %	-18.75 %	-12.5 %	-6.25 %	0 %	6.25 %	12.5 %	18.75 %	25 %
63.75	-25 %	47.6608	50.3611	53.0615	55.7618	58.4621	61.1624	63.8627	66.5631	69.2634
74.37	-12.5%	47.6608	50.3611	53.0615	55.7618	58.4621	61.1624	63.8627	66.5631	69.2634
85.00	0 %	47.6608	50.3611	53.0615	55.7618	58.4621	61.1624	63.8627	66.5631	69.2634
95.63	12.5 %	47.6608	50.3611	53.0615	55.7618	58.4621	61.1624	63.8627	66.5631	69.2634
106.25	25%	47.6608	50.3611	53.0615	55.7618	58.4621	61.1624	63.8627	66.5631	69.2634

Tabela 7. 6. Ndjeshmëria e kostos së prodhimit të energjisë elektrike kundrejt ndryshimit të kostos fillestare dhe O&M.

O&M [€]		Kosto fillestare [€]								
		11,298,849	12,240,419	13,181,990	14,123,561	15,065,132	16,006,703	16,948,273	17,889,844	18,831,415
		-25 %	-18.75 %	-12.5 %	-6.25 %	0 %	6.25 %	12.5 %	18.75 %	25 %
280,858.09	-25 %	43.8466	46.5469	49.2472	51.9475	54.6479	57.3482	60.0485	62.7488	65.4491
327,667.78	-12.5%	45.7537	48.4540	51.1543	53.8547	56.5550	59.2553	61.9556	64.6559	67.3563
374,477.46	0 %	47.6608	50.3611	53.0615	55.7618	58.4621	61.1624	63.8627	66.5631	69.2634
421,287.15	12.5 %	49.5679	52.2683	54.9686	57.6689	60.3692	63.0695	65.7699	68.4702	71.1705
468,096.83	25%	51.4751	54.1754	56.8757	59.576	62.2763	64.9767	67.677	70.3773	73.0776

Ndikimi i O&M në koston e prodhimit është më i vogël nëse e krahasojmë me ndikimin e koston fillestare në të. Vleftat e EPC në Tabelën 7.6 jepen në €/MWh.

7.3. Analiza e pasigurive

Në këtë paragraf trajtohet analiza e pasigurive (analiza e riskut), të cilat shoqërojnë parametrat ekonomik, si dhe impakti i tyre mbi indikatorët financiarë të projektit. Parametrat, të cilët janë përdorur për të vlerësuar pasigurinë mbi indikatorët financiarë janë kosto fillestare, O&M, energjia elektrike e eksportuar në rrjet, çmimi i energjisë së eksportuar, reduktimi neto i GHG, çmimi i kreditimit të GHG së reduktuar, niveli i borxhit, norma e interesit të borxhit dhe periudha e borxhit. Indikatorët financiarë, ndaj të cilëve studiohet impakti që ka pasiguria e vlerësimit të parametrave ekonomik janë norma e brendshme e kthimit, periudha e kthimit të kapitalit, vlera aktuale neto dhe kosto e prodhimit të energjisë elektrike.

Shpesh investitorët janë të interesuar për shlyerjen e shpejtë të projektit, për këtë arsye analiza e pasigurive është trajtuar vetëm për dy indikatorë, përkatësisht për periudhën e kthimit të kapitalit dhe koston e prodhimit të energjisë elektrike.

Për të bërë analizën e pasigurive përdoret simulimi Monte Carlo me 500 kombinime. Qëllimi kryesor i kësaj analize është të studiohet nëse ndryshimi i EPP/EPC është ose jo i pranueshëm, duke arsyetuar mbi rezultatin. Nëse ndryshimi i EPP/EPC nuk është i pranueshëm, kjo do të thotë se duhet të kemi më shume kujdes ndaj pasigurisë së atij parametri financiar i cili ka impakt më të madh mbi EPP/EPC.

Tabela 7. 7. Parametrat ekonomik, vlera dhe diapazoni i pasigurisë.

Parametri	Njësia	Vlera	Diap. (+/-)	Min	Max
Kosto fillestare	€	15,065,132	25 %	11,298,849	18,831,415
O&M	€	374,477	25 %	280,858	468,096
Energjia e eksportuar në rrjet	MWh	32,480	25 %	24,360	40,600
Çmimi i energjisë	€/MWh	85	25 %	63.75	106.25
Reduktimi neto i GHG	tCO ₂	513,862	25 %	385,396	642,327
Çmimi i kreditimit të GHG	€/tCO ₂	6	25 %	4.5	7.5
Niveli i borxhit	%	50	25 %	37.5	62.5
Norma e interesit	%	6	25 %	4.5	7.5
Periudha e borxhit	Vit	15	25 %	11	16

Në Tabelën 7.7 pasqyrohen parametrat financiarë të cilët janë përfshirë në kapitujt e mëparshëm, diapazoni i pasigurisë që mund të shoqërojë ato, vlera minimale dhe maksimale.

Diapazoni i ndryshimeve të parametrave ekonomik është pranuar për të gjitha +/- 25%. Pra, kjo vlerë shpreh shkallën e pasigurisë së parametrave.

7.3.1. Impakti relativ i parametrave

Impakti i pasigurisë së parametrave mbi periudhën e kthimit të kapitalit tregohet në Figurën 7.1. Në boshtin horizontal është shprehur impakti relativ i parametrave (devijimi standard), ndërsa në boshtin vertikal janë shënuar parametrat. Parametrat që kanë impakt më të madh janë vendosur në pjesën e sipërme, ndërsa ato me impakt më të vogël në pjesën e poshtme. Marrëdhënia e periudhës së kthimit të kapitalit me parametrat e projektit mund të jetë në përpjesëtim të drejtë ose në përpjesëtim të zhdrejtë. Marrëdhënia përpjesëtimorë vihet në dukje nëpërmjet drejtimit të grafikut dhe shenjës së tij. Në rast të shenjës pozitive, me rritjen e pasigurisë së parametratit do të zvogëlohet indikator. Në rastin e shenjës negative, me zvogëlimin e pasigurisë do të rritet indikator.

Vihet re se impakt më të madh mbi periudhën e kthimit të kapitalit, ka çmimi i energjisë elektrike, pra devijimi standard i këtij parametri rezulton - 0.5731. Impakti i energjisë së eksportuar në rrjet rezulton -0.5481. Impakti i kosto fillestare rezulton + 0.5169. Impakti i nivelit të borxhit rezulton - 0.153. Impakti i periudhës së borxhit vlerësohet me - 0.1388. Impakt më të vogël kanë parametra të tillë si kosto e operimit dhe e mirëmbajtjes (O&M), norma e interesit të borxhit, reduktimi neto i GHG si dhe çmimi i kreditimit të GHG, me vlera përkatësisht + 0.1022, + 0.0618, - 0.0211 dhe - 0.018. Këto rezultate janë pasqyruar në Figurën 7.1.

Impakti i pasigurisë së parametrave mbi koston e prodhimit të energjisë elektrike tregohet në Figurën 7.2. Vihet re se impakt më të madh ka energjia e eksportuar në rrjet, pra devijimi standard i këtij parametri rezulton - 0.7783. Impakt të konsiderueshëm mbi indikatorin në fjalë ka edhe kosto fillestare e projektit me + 0.5717. Impakti i kosto së operimit dhe mirëmbajtjes (O&M) rezulton + 0.204. Impakti i normës së interesit rezulton + 0.1044, i nivelit të borxhit rezulton - 0.0563, më pas renditet periudha e borxhit me impakt - 0.0445 dhe impakt më të vogël ka reduktimi i GHG, çmimi i shitjes së energjisë dhe çmimi i reduktimit të GHG me përkatësisht + 0.0064, + 0.0043 dhe + 0.0015.

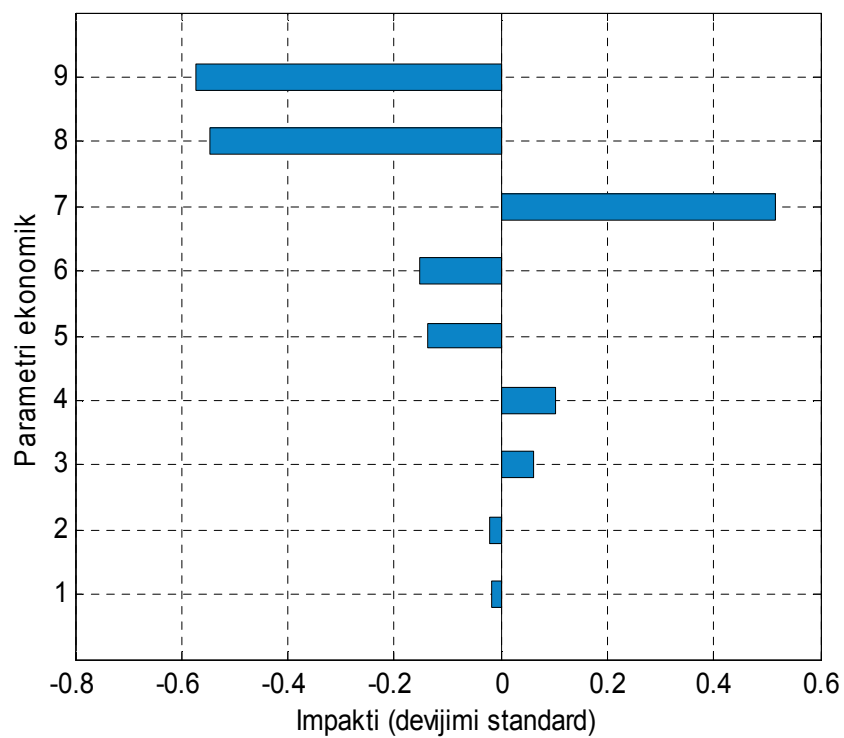


Figura 7. 1. *Impakti i parametrave mbi EPP.*

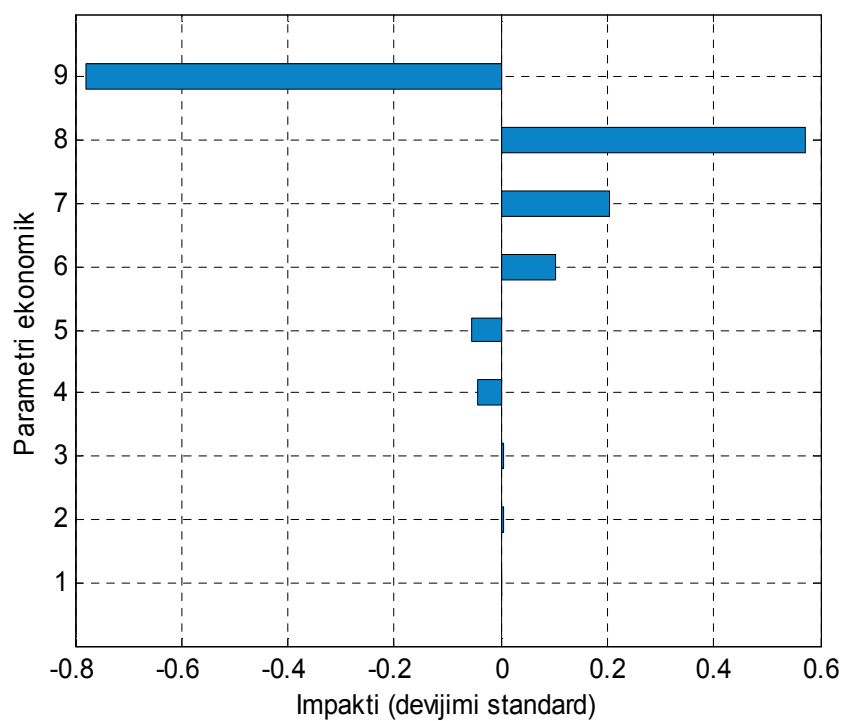


Figura 7. 2. *Impakti i parametrave mbi EPC.*

7.3.2. Shpërndarja e EPP dhe EPC

Shpërndarja e EPP dhe EPC është një histogramë, e cila paraqet probabilitetin që një indikator mund të bjerë brenda një intervali. Kjo shpërndarje rezulton nga simulimi Monte Carlo. Duke parë shpërndarjen e indikatorit financiar, jemi në gjendje të vlerësojmë se sa i ndryshueshëm është ai.

Në Figurën 7.3 tregohet shpërndarja e mundësive që periudha e kthimit të kapitalit (EPP) mund të rezultojë nga simulimi Monte Carlo nëse niveli i riskut është 10%. Ky nivel është pranuar me qëllim llogaritjen e intervalit të besimit i cili është nga 3.11 në 6.75 vjet. Mediana, e cila përfaqëson 50 përqindëshin e simulimit Monte Carlo rezulton 4.4 vjet, pra pranë EPP të llogaritur në analizën financiare.

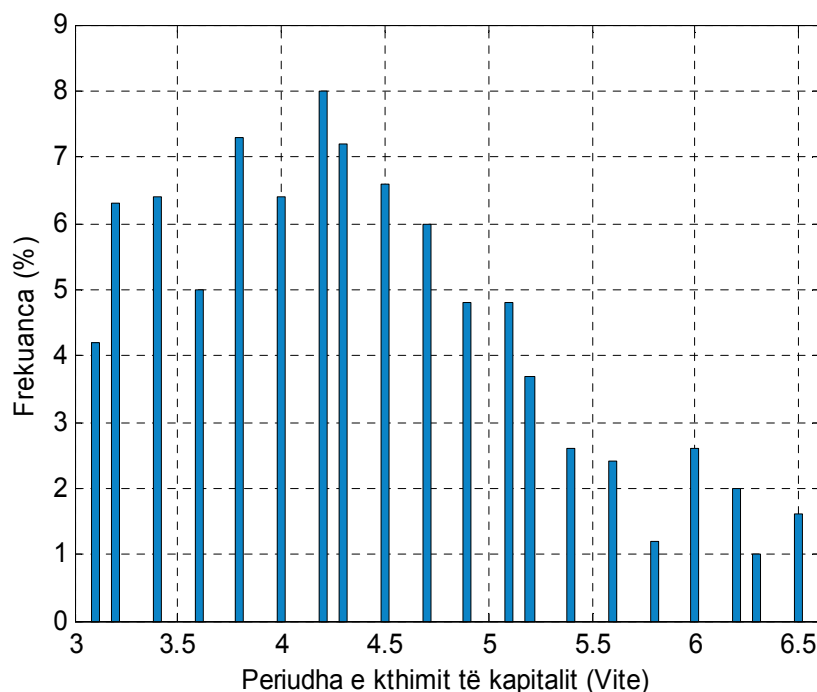


Figura 7. 3. Shpërndarja e mundësive të EPP.

Në Figurën 7.4 tregohet shpërndarja e mundësive që kosto e prodhimit të energjisë elektrike (EPC) mund të rezultojë nga simulimi Monte Carlo nëse niveli i riskut është 10 %. Ky nivel është pranuar me qëllim llogaritjen e intervalit të besimit i cili është nga 49.45 €/MWh në 6.75 69.46 €/MWh. Mediana, e cila përfaqëson 50 përqindëshin e vlerave të gjeneruar nëpërmjet simulimit Monte Carlo rezulton 58.63 €/MWh, pra pranë EPC të llogaritur në analizën financiare.

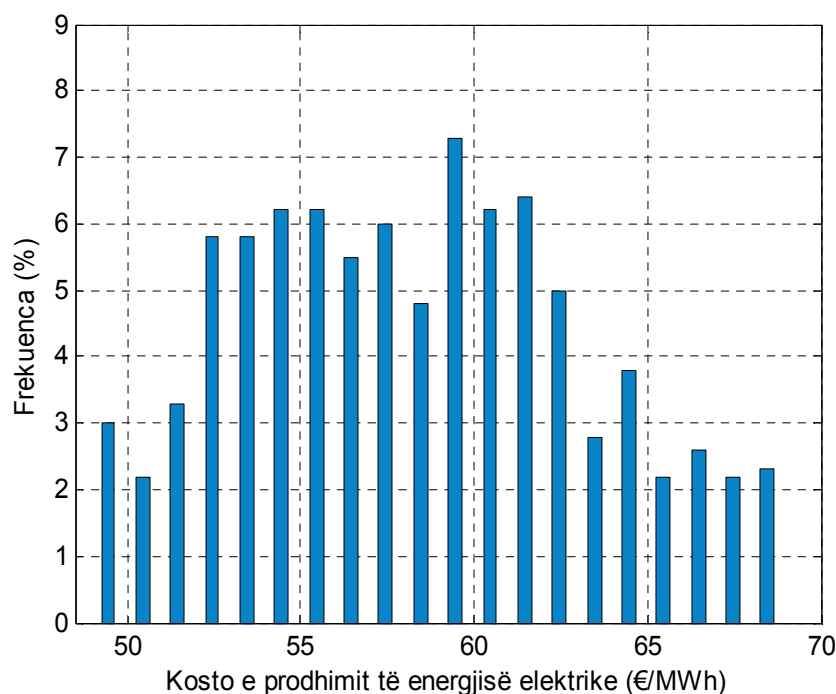


Figura 7. 4. Shpërndarja e mundësive të EPC.

7.4. Përfundime

Në këtë kapitull u studiua varësia e indikatorëve më të rëndësishëm financiarë të projektit energjetik kundrejt ndryshimit të disa parametrave ekonomik të tij. Gjatë kësaj analize u pa sjellja e indikatorëve financiarë, kur ndryshojnë parametrat ekonomik të projektit. Analiza e ndjeshmërisë u trajtua në mënyrë të tillë që të vlerësohej impakti që kishin indikatorët nëse do të ndryshonin parametrat ekonomik të projektit brenda një intervali $\pm 25\%$. Parametrat që kanë impakt të konsiderueshëm mbi EPP janë kosto fillestare dhe çmimi i energjisë elektrike. Ndërsa mbi EPC impakt të konsiderueshëm ka kosto fillestare, çmimi i shitjes dhe kosto O&M. Analiza e pasigurive, e cila përfaqëson një analizë statistikore të bazuar mbi simulimin Monte Carlo, u përdor për të vlerësuar nëse ndryshimi i indikatorit financiar është i pranueshëm, ose jo. Gjatë kësaj analize u vlerësua pasiguria që shoqëron parametrat dhe ndikimi i saj tek indikatorët financiarë. Një vëmendje iu kushtua edhe shpërndarjes së mundësive që një parametër mund të shfaqet brenda një intervali besimi. Një ndryshim të koston me 25 % dhe çmimit të energjisë me -25%, periudha e kthimit të kapitalit nga 4.3451 vjet shkon në 11.7587 vjet, duke e bërë projektin të pavlefshëm ekonomikisht për tu zbatuar. Impakt më të madh mbi koston e prodhimit ka energjia e eksportuar në rrjet, pra devijimi standard i këtij parametri rezulton – 0.7783.

KONKLUZIONE DHE REKOMANDIME

Sektori i prodhimit të energjisë duke shfrytëzuar energjinë e erës në Shqipëri mbetet ende i pashfrytëzuar. Një nga barrierat me të cilat përballen investitorët është mungesa e matjeve afatgjata në zonat me interes. Por pavarësisht kësaj, ekzistojnë burime të ndryshme të dhënash me saktësi të pranueshme për të veçuar zonat me potencial të lartë, si dhe për të vlerësuar potencialin e energjisë së erës në to. Në studim është bërë një analizë e detajuar e potencialit energjetik të erës në rajonin e Karaburunit, e përzgjedhjes më efektive të teknologjisë së turbinave të erës mbështetur në përfshirjen tërësore të karakteristikave rajonale të erës, të përbërësve ekonomik të përfshirë në një projekt konkret fisibiliteti, si dhe ndjeshmëritë dhe risqet e pritshme nga luhatjet e parametrave. Si i till studimi e përmbush plotësisht qëllimin e tij duke u bërë një material mbështetës dhe shumë i besueshëm për cilindo investitor të mundshëm në rajon.

Metodologjia e përdorur në analizat dhe vlerësimet e bëra në studim janë bashkëkohore dhe të zbatuara me kujdes dhe rigorozitet. Kjo ka ndihmuar që besueshmëria në disa rezultate specifike të vrojtuar për rajonin e Karaburunit të mos vihet në dyshim e të shërbejnë si element referues.

Seritë kohore të ndryshimit të shpejtësisë së erës në rajonin e Karaburunit i binden shpërndarjeve probabilitare Weibull dhe Rayleigh me parametrat dhe karakteristikat e mëposhtme:

- Shpejtësia mesatare për të gjithë periudhën 34 vjeçare të matjeve në rajonin e Karaburunit rezulton 6.33 m/s. Shpërndarja Weibull ka koeficient forme $k = 1.66$ dhe koeficient shkalle $c = 7.12$ m/s. Nga krahasimi sipas CFD Weibull, 56% e të dhënave përfshihen në intervalin midis 0 dhe 6.33 m/s. Nga analiza, shpërndarja Rayleigh ka koeficient forme $k = 2$, si dhe koeficient shkalle $c = 5.32$ m/s. Nga krahasimi, sipas probabilitetit kumulativ Rayleigh 51% e të dhënave përfshihen në intervalin midis 0 dhe 6.33 m/s. U arrit në përfundimin se shpërndarja Weibull i përshtatet më mirë të dhënave të matura.
- Drejtimi i erës për periudhën Vjeshtë-Dimër mbizotëron në Veri-Lindje dhe Jug-Jug-Lindje, me vektor rezultat drejtimi Jug-Lindje. Drejtimi për periudhën Pranverë-Verë mbizotëron në Veri-Veri-Lindje dhe Jug, me vektor rezultat drejtimi Veri. Ndërsa drejtimi për gjithë periudhën (1981-2014) mbizotëron në Veri-Veri-Lindje dhe Jug-Jug-Lindje me vektor rezultat drejtimi Lindje.

Duke krahasuar rezultatet e llogaritjes së CF sipas modelit linear, kubik, kuadratik dhe përgjithësues që shërbejnë për llogaritjen e tij, është vlerësuar se modeli përgjithësues ka një shmangie më të vogël nga vlera reale e CF.

- Nga krahasimi i CF së dhjetë turbinave reale, u arrit në përfundimin se turbina T_4 (ENERCON-82) rezulton turbina me faktorin e kapacitetit më të madh, 35.34%. Kjo turbinë 77.64% të kohës punon në segmentin v_c dhe v_r , 11.74% të kohës parashikohet të punojë me shpejtësi nominale dhe vetëm 0.07% të kohës kjo turbina ndalet për shkak të erërave me shpejtësi mbi 25 m/s. Për këto arsye kjo tip turbine konsiderohet më e përshtatshme për tu instaluar në rajonin e Karaburunit.

Analiza e hollësishme e ndikimit të parametrave teknik të turbinave në vlerën e CF na lejoji të arrijmë në disa përfundime të vlefshme për studimin dhe përzgjedhjen e tyre në çdo rast konkret. Më poshtë po përmendim përfundimet më të rëndësishme:

- Me rritjen e v_c dhe v_r , CF zvogëlohet dhe e anasjellta. Ndikim më të madh në vlerën e CF ka shpejtësia nominale, sepse zvogëlimi i saj do të thotë se turbina punon më gjatë me fuqi nominale, kjo shpije në rritjen e CF. Si rezultat i këtyre arsyetimeve pohojmë se; sa me të vogla të jenë në vlerë parametrat teknik të turbinës të pasqyruar në kurbën e fuqisë, aq me i madh është CF dhe aq më e përshtatshme është turbina për vendin e propozuar.
- Për të optimizuar CF në gadishullin e Karaburunit, T_4 me $v_c = 2$ m/s dhe $v_r = 25$ m/s duhet të projektohet me $v_r = 6.06$ m/s.

Krahasimi i prodhimit vjetor të energjisë elektrike nga tre tipe turbinash me fuqi 600 kW, 750 kW dhe 2,000 kW rezulton që vlera maksimale e prodhimit specifik prej 1,026.13 kWh/m² i korrespondon turbinës me fuqi 750 kW. Duke i krahasuar, turbina 2,000 kW rezulton me një prodhim specifik të përafërt me atë 750 kW me vlerë 1,025.07 kWh/m². Turbina që rezulton me një prodhim specifik më të vogël me vlerë 928.98 kWh/m² është 600 kW.

Kategoritë kryesore të kostove që përfshihen në grupin e kostove fillestare janë kostot e studimit të fizibilitetit, kostot e zhvillimit të projektit, kostot inxhinierike, kostot e ndërtimit të sistemit elektroenergjistik dhe instalimit të pajisjeve energjetike, kostot e balancimit të sistemit dhe

kosto të tjera shtesë. Kosto e ndërtimit të sistemit elektroenergjetik zë pjesën më të madhe të kostos fillestare projektit.

Nga studimi na rezulton se për impiantin e propozuar me turbina 600 kW, sasia e GHG së reduktuar është 24,381.3 tCO₂. Për impiantin e propozuar me turbina 750 kW, sasia e GHG së reduktuar është 21,583.5 tCO₂. Ndërsa për impiantin e propozuar me turbina 2,000 kW, sasia e GHG të reduktuara është 25,693.1 tCO₂, e cila është sasia më e madhe e reduktuar.

Pas analizës së vlefshmërisë ekonomike u arrit në përfundimin se;

- Norma e brendshme e kthimit për impiantin e propozuar përkatësisht për të tre rastet, rezulton 19.3, 15.3 dhe 23 %.
- Periudha e kthimit të thjeshtë rezulton përkatësisht për secilin rast 6.6, 7.6 dhe 5.9 vjet.
- Periudha e kthimit të kapitalit rezulton përkatësisht për secilin rast 5.2, 6.5 dhe 4.3 vjet.
- Vlera aktuale neto për secilin rast rezulton 7,833,381, 4,736,656 dhe 9,980,927 €.
- Për të tre rastet e marra në studim kosto e prodhimit të energjisë elektrike rezulton, 0.064, 0.072 dhe 0.058 €/kWh. Kosto më e ulët e prodhimit të energjisë elektrike për impiantin e propozuar rezulton në rastin e turbinës 2,000 kW.

Në studimet në vijim rekomandoj:

Ndërtimin e stacioneve meteorologjike në vendet që paraqiten me potencial të lartë të energjisë së erës për vendin tonë. Kjo do të lehtësonte studimin e fisibilitetit, si dhe do të reduktonte një nga barrierat me të cilat përballen investitorët në këtë drejtim.

Ndërtimin e një algoritmi që të përmbajë një bazë të gjerë të dhënash mbi teknologjinë e shfrytëzimit të energjisë së erës, me qëllim gjenerimin e turbinës optimale për një vend të caktuar, jo vetëm nga pikëpamja teknike por edhe nga pikëpamja ekonomike.

Studimin e ndikimit të parkut energjetik me fuqi 12 MW me turbina 2,000 kW në sistemin elektroenergjetik lokal, me qëllim studimin e qëndrueshmërisë së tij.

SHTOJCA

Tabela SH. 1. Vlefshat mesatare mujore të shpejtësisë së erës 1981-2014.

	Janar	Shkurt	Mars	Prill	Maj	Qershor	Korrik	Gusht	Shtator	Tetor	Nëntor	Dhjetor
1981	7.52	7.23	5.97	5.81	6.21	6.10	5.35	4.83	5.02	6.42	6.27	10.38
1982	5.99	6.16	7.53	5.95	5.18	5.89	4.97	4.82	4.59	6.10	6.11	8.26
1983	5.77	8.72	7.59	6.60	6.54	4.70	4.87	5.10	5.38	5.50	5.34	7.93
1984	7.86	8.40	6.18	5.97	7.62	5.66	5.95	4.98	7.00	6.11	6.54	5.38
1985	7.72	7.66	7.35	7.19	5.77	5.91	4.65	5.05	4.73	5.75	9.58	6.84
1986	7.71	9.24	8.14	6.04	4.89	5.51	4.85	4.92	4.88	5.74	5.08	6.13
1987	8.45	7.86	7.12	7.12	6.98	6.47	5.50	5.59	5.65	5.42	9.85	6.28
1988	7.58	7.34	8.34	7.19	6.75	6.14	5.48	5.40	6.10	5.44	6.54	6.23
1989	4.20	7.25	6.18	8.22	5.95	5.22	4.86	5.62	4.94	6.11	6.37	7.01
1990	5.42	6.11	6.33	8.40	5.92	6.40	4.86	4.84	6.03	6.83	7.86	6.79
1991	5.23	7.04	6.72	6.71	6.71	5.68	4.58	4.50	4.45	7.39	8.30	5.69
1992	5.76	6.36	7.58	8.19	4.89	5.71	5.07	4.50	5.44	10.52	7.36	6.21
1993	5.32	5.63	6.94	5.75	5.46	5.89	5.52	4.26	6.01	6.36	6.97	7.75
1994	7.93	8.61	6.45	7.94	5.74	5.73	4.27	4.91	5.33	6.05	6.21	7.01
1995	7.62	6.93	7.92	6.49	7.40	5.97	5.05	4.89	6.53	3.92	7.96	8.30
1996	6.33	7.13	6.71	6.39	6.17	4.80	5.34	5.60	6.51	6.93	7.97	7.68
1997	6.11	6.84	6.49	7.11	6.76	6.12	5.88	4.93	4.44	6.16	7.76	6.78
1998	5.83	5.81	6.40	9.22	6.13	4.94	5.75	4.62	6.92	7.02	6.69	6.59
1999	6.08	7.00	6.13	7.85	5.71	6.03	4.90	4.85	4.78	5.78	6.81	8.55
2000	6.05	5.43	7.15	6.00	4.91	4.93	5.93	4.99	6.61	6.08	8.58	6.90
2001	8.73	6.88	9.05	7.19	6.17	6.12	5.33	4.69	6.92	4.96	8.47	6.14
2002	6.28	7.57	7.35	6.89	5.77	5.18	5.70	5.26	5.30	7.03	8.77	7.00
2003	8.09	5.36	5.54	7.01	4.26	4.15	4.79	4.83	5.47	8.08	7.25	6.79
2004	7.76	8.64	8.29	8.03	6.86	5.92	4.92	4.87	4.91	6.40	7.16	7.82
2005	6.46	7.03	7.06	6.92	6.03	4.95	5.40	5.20	5.16	5.40	6.96	7.28
2006	5.48	7.57	7.97	7.15	6.11	4.88	4.46	5.86	5.73	4.88	5.73	5.65
2007	7.13	7.79	7.08	4.99	6.16	5.41	4.65	5.54	6.41	4.70	7.79	5.47
2008	7.32	6.12	8.85	7.41	5.42	5.74	5.13	5.14	4.42	6.22	7.63	9.33
2009	7.54	8.73	8.43	5.56	4.81	6.21	4.94	4.30	4.44	6.56	7.86	10.38
2010	8.01	9.04	7.35	6.39	6.06	5.15	4.68	5.56	5.65	6.25	10.25	9.63
2011	6.03	5.87	7.70	5.17	5.04	4.99	4.89	4.64	4.99	5.08	4.96	7.24
2012	6.57	8.39	5.85	8.74	5.27	5.32	4.82	4.41	5.49	6.41	6.96	7.58
2013	8.57	7.69	9.70	6.07	6.36	5.11	4.84	4.98	5.80	6.02	7.93	4.90
2014	8.07	7.91	5.90	6.58	6.15	5.56	5.32	5.25	6.00	5.07	8.19	7.34

LITERATURA

- [1] "Energjia e Erës," Agjensia Kombëtare e Burimeve Natyrore, Tiranë, Shqipëri, 2017.
- [2] W. E. Association, "wind energy - the facts, part i - technology," 2008.
- [3] C. D. Ahrens and R. Henson, *Meteorology Today, An Introduction to Weather, Climate, and the Environment*, Boston, USA: Cengage Learning, 2016.
- [4] J. F. Manwell, J. G. McGowan, A. L. Rogers, M. J. Manuell J. F, *Wind energy explained: Theory, Design and Application*, Massachusetts: John Wiley & Sons, Ltd, Publication,, 2009.
- [5] S. Lang and E. McKeogh, "LIDAR and SODAR Measurements of Wind Speed and Direction in Upland Terrain for Wind Energy Purposes," *Remote Sensing*, vol. 3, pp. 1871-1901, 2011.
- [6] H. S. Jacobsen, "Wind model for complex terrain," January 2017. [Online]. Available: <http://www.wasp.dk/waspcfd>.
- [7] M. Hajto, C. Zdzislaw, M. Bidłask, J. Borzyszkowski and A. Kuśmierz, "Constraints on Development of Wind Energy in Poland due to Environmental Objectives. Is There Space in Poland for Wind Farm Siting?," *Environmental Management*, vol. 59, no. 2, pp. 204-217, 2016.
- [8] "Sander and Partner, Wind Atlas Balkan," 2017. [Online]. Available: <http://balkan.wind-index.com/index.html>.
- [9] P. M. Kwaye, B. J. and A. N., "Assessment of Renewable Energy Resources in Cameroon and Special Regards on Energy Supply," in *5th International Youth Conference on Energy (IYCE)*, Pisa, Italy, 2015.
- [10] Ritter M.; Shen Z.; Cabrera, Lopez B.; Odening M.; Deckert L., "A New Approach to Assess Wind Energy Potential," *Energy procedia*, vol. 75, pp. 671-676, 2015.
- [11] D. Drew, J. Barlow, T. Cockerill and M. M. Vahdati, "The importance of accurate wind resource assessment for evaluating the economic viability of small wind turbines," *Renewable Energy*, vol. 77, pp. 493-500, 2015.
- [12] Eduart Serdari, Pëllumb Berberi, Valbona Muda, Urim Buzra, Driada Mitrush, and Daniela Halili, "Wind Profile Characteristics and Energy Potential Assessment for Electricity Generation at the Karaburun Peninsula, Albania," *Journal of Clean Energy Technologies*, vol. 5, no. 4, pp. 310-313, 2017.
- [13] Fyrippis J., Axaopulos J. P., Panayiotou G., "Wind energy potential assessment in Naxos Island, Greece," *Applied Energy*, vol. 87, pp. 577-586, 2010.
- [14] M. A. El-Sharkawi, *Wind Energy; An Introduction*, Washington: CRC Press, 2016.
- [15] E. Serdari, P. Berberi, S. Mico, A. Hasanaj and I. Puci, "Wind Profile Characteristics and Energy Potential Analysis in Tirana, Albania," in *9th International Physics Conference of the Balkan Physical Union (BPU-9)*, Istanbul, Turkey, 2016.
- [16] O. O. Ajayi, R. O. Fragbenele, S. A. A. James Katende and J. O. Okeniyi, "Wind profile characteristics and turbine performance analysis in Kano, north-western Nigeria," *International Journal of Energy and Environmental Engineering, Springer*, p. 4:27, 2013.

-
- [17] Kasra M., Alavi O., Mostafaeipour A., Goudarzi N., Jalilvand, "Assessing different parameters estimation methods of Weibull distribution to compute wind power density," *Energy Conversation and Management*, vol. 108, pp. 322-335, 2016.
 - [18] A. K. Azad, M. G. Rasul, Rubayat Islam, Imrul R. Shishir2, "Analysis of wind energy prospect for power generation by three Weibull distribution methods," *Energy Procedia* 75 722 – 727, p. 722 – 727, 2015.
 - [19] Nash J. E. , Sutcliffe J. V., "River flow forecasting through conceptual models part I — A discussion of principles," *Journal of Hydrology*, pp. 10 (3), 282–290., 1970.
 - [20] F. J. Massey, "The Kolmogorov-Smirnov Test for Goodness of Fit," *Journal of the American Statistical Association*, pp. 68-78, 1951.
 - [21] Bai, Guanghan; Zuo, Fleck, Brian; Ming J., "A stochastic power curve for wind turbines with reduced variability using conditional copula," *Wind Energy*, 2015.
 - [22] S. Emies, Wind energy metrology-Atmospheric Physics for Wind Power Generation, Germany: Springer, 2013.
 - [23] M. H. Albadi and E. F. El-Saadany, "Wind Turbines Capacity Factor Modeling—A Novel Approach," vol. VOL. 24, no. NO. 3, 2009.
 - [24] Rodrigo J., Miguel A., "Power Curve Modelling of a Wind Turbine for monitoring its behaviour," in *IEEE Conference Proceedings*, Palermo, Italy, 2015.
 - [25] M. El-Shimly, "Optimal site matching of wind turbine generator: Case study of the Gulf of Suez region in Egypt," *Renewable Energy*, vol. 35, pp. 1870-1878, 2010.
 - [26] C. Carrillo, A. O. Montañó, J. C. s. and E. Díaz-Dorado, "Review of power curve modelling for wind turbines," *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, no. 21, pp. 572-581, 2013.
 - [27] P. Giorsetto and K. F. Utsurgoi, "Development of a New Procedure for Reliability Modeling of Wind Turbine Generators," *IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems*, Vol. PAS-102, No. 1., pp. 134-143, 1983.
 - [28] Bharat Kumar Saxena, Komaragiri Venkata Subba Rao, "Comparison of Weibull parameters computation methods and analytical estimation of wind turbine capacity factor using polynomial power curve model case study of a wind farm," vol. 2, no. 3, 2015.
 - [29] Malita, Jorgo; Fundo, Akli, Analiza Matematike 1, Tiranë, Shqipëri: SHBLU, 2006.
 - [30] S. Jangamshetti and V. Rau, "Site Matching of Wind Turbine Generators : A Case Study," *IEEE Transactions on Energy Conversion*, Vol. 14, No. 4, pp. 1537-1543, 1999.
 - [31] Mohammed Hamdan Hamed Albadi, On Techno-economic Evaluation of Wind-based DG, Waterloo, Ontario, Canada, 2010.
 - [32] M.H.Albadia. E.F.El-Saadanyb, "New method for estimating CF of pitch-regulated wind turbines," *Electric Power Systems Research*, vol. 80, no. 9, pp. 1182-1188, 2010.
 - [33] S.H. Jangamshetti ; V. Guruprasada Rau, "Normalized power curves as a tool for identification of optimum wind turbine generator parameters," *IEEE Transactions on Energy Conversion*, vol. 16, no. 3, pp. 283 - 288, 2001.

- [34] Wagner Sousa de Oliveira, Antonio Jorge Fernandes, "Economic feasibility analysis of a wind farm in Caldas da Rainha, Portugal," *International Journal of Energy and Environment (IJEE)*, vol. 3, no. 3, pp. 333-346, 2012.
- [35] "Clean Energy Project Analysis: RETScreen Engineering & Cases Textbook," RETScreen® International Clean Energy Decision Support Centre, Canada, 2008.
- [36] F. Urban, R.M.J. Benders, H.C. Moll, "Modelling energy systems for developing countries," *Energy Policy*, vol. 35, p. 3473–3482, 2007.
- [37] Sayedus Salehin, M. Tanvirul Ferdaous, Ridhwan M. Chowdhury, Sumaia Shahid Shithi, M.S.R. Bhuiyan Rof, Mahir Asif Mohammed, "Assessment of renewable energy systems combining techno-economic optimization with energy scenario analysis," *Energy*, vol. 112, pp. 729-741, 2016.
- [38] ENERCON, "ENERCON product overview," ENERCON GmbH , Aurich, Germany, 2015.
- [39] Lucas Bauer; Silvio Matysik, "Südwind S-46, 600 kW," LM-Aeroconstruct, Germany, 2017.
- [40] Lucas Bauer; Silvio Matysik, "Südwind S-46, 750 kW," LM-Aeroconstruct, Germany, 2017.
- [41] D. Kebede, "Simulation of Wind Power Generation System and Clean Development Mechanism for Electrification in Nazareth Site," energy center, addis ababa institute of technology, 2011.
- [42] Z. Korkulu, "Wind Energy in Turkey: Potential and Economic Viability," University of Texas at Austin, Texas, 2011.
- [43] M. o. N. R. Canada, "RETScreen® Software Online User Manual," Clean Energy Decision Support Centre, Canada, 2004.
- [44] RETScreen, "Clean Energy Project Analysis Software," <http://www.retscreen.net/ang/centre.>, 2007.
- [45] RETScreen, "Clean energy decision support centre.," <http://www.retscreen.net/ang/centre.>, 2007.
- [46] Y. Himri, A. Boudghene Stambouli, B. Draoui, "Prospects of wind farm development in Algeria," *Desalination* 239, p. 130–138, 2009.
- [47] Christopher Moné, Tyler Stehly, Ben Maples, Edward Settle, "Cost of Wind Energy Review," NREL, National Renewable Energy Laboratory, US, 2015.
- [48] R. McKenna, S. Hollnaicher, P. Ostman v. d. Leye, W. Fichtner, "Cost-potentials for large onshore wind turbines in Europe," *Energy*, no. 83, pp. 217-299, 2015.
- [49] Olayinka S. Ohunakin, Olanrewaju M. Oyewola and Muiyiwa S. Adaramola, "Economic analysis of wind energy conversion systems using levelized cost of electricity and present value cost methods in Nigeria," *International Journal of Energy and Environmental Engineering*, vol. 4, no. 2, pp. 1-8, 2016.
- [50] Wiser, Ryan H., Mark Bolinger, "2014 Wind Technologies Market Report," US Department of Energy, Washington, 2015.
- [51] Søren Krohn, Poul-Erik Morthorst, Shimon Awerbuch, "The Economics of Wind Energy," EWEA, Denmark, 2009.
- [52] M. Bradt ; E. Beckman ; W. Dilling ; B. Lanz ; K. Louis ; T. Nicolai ; M. Starke ; C. Moeller, "Wind power plant testing and commissioning," in *Transmission and Distribution Conference and Exposition (T&D)*, Orlando, FL, USA, 2012 IEEE PES.
- [53] B. F. Ragnarsson, Wind energy potential assessment & cost analysis of a wind power generation system at Búrfell., Iceland: MSc. Thesis, 2014.

- [54] R. McKenna, S. Hollnaicher, W. Fichtner, "Cost-potential curves for onshore wind energy: A high-resolution analysis for Germany," *Applied Energy*, p. 103–115, 2014.
- [55] Kasra Mohammadi, Ali Mostafaeipour, Yagob Dinpashoh, and Nima Pouya, "Electricity Generation and Energy Cost Estimation of Large-Scale Wind Turbines in Jarandagh, Iran," *Journal of Energy*, pp. 1-8, 2014.
- [56] Robert Gasch, Jochen Twele, *Wind Power Plants: Fundamentals, Design, Construction*, Berlin, Germany: Springer, 2012.
- [57] J. S. Greene, M. Geisken, "Socioeconomic impacts of wind farm development: a case study of Weatherford, Oklahoma," *Energy, Sustainability and Society*, vol. 3, no. 2, pp. 1-9, 2013.
- [58] P. M., "Analysis: economic impacts of wind applications in rural communities," National Renewable Energy Laboratory Subcontract report NREL/SR-500–39099 2006, USA, 2013.
- [59] S. Mathew, "Wind Energy; Fundamentals, Resource Analysis and Economics," Springer-Verlag, Netherland, 2006.
- [60] F. IB., "Geothermal energy for the benefit of the people - Renew," *Sustain Energy Review*, no. 5, pp. 299-312, 2001.
- [61] Wiser, R. & Bolinger, M. , "2015 Wind Technologies Market Report," US Department of Energy, 2016.
- [62] Kaoshan Dai, Anthony Bergot, Chao Liang, Wei-Ning Xiang, Zhenhua Huan, "Environmental issues associated with wind energy - A review," *Renewable Energy*, vol. 75, no. 2015, pp. 911-921, 2015.
- [63] IPCC, "Guidelines for National Greenhouse Gas Inventories," 2006.
- [64] Ismail, Samsul Kamal, Purnomo, Sarjiya, Bud Hartono, "Economic Feasibility of Wind Farm: A Case Study for Coastal Area in South Purworejo, Indonesia," *Energy Procedia*, vol. 65, pp. 146-154, 2015.
- [65] Duong Quoc Hung, N. Mithulanathan, "An Optimal Operating Strategy of DG Unit for Power Loss Reduction in Distribution Systems," in *IEEE 7th International Conference on Industrial and Information Systems (ICIS)*, Chennai, India, 2012.
- [66] W. B. Group, "The World Bank," 2014. [Online]. Available: <http://data.worldbank.org/indicator/>. [Accessed 4 4 2017].
- [67] H. Saadat, *Power System Analysis*, 2nd Edition, McGraw-Hill, 2002.
- [68] W. S. Sullivan; E. M. Wicks; C. P. Coelling, *Engineering Economy*, New Jersey: Pearson, 2015.
- [69] C. Lee, Alice C. Lee,, *Encyclopedia of Finance*, New York: Springer, 2006.
- [70] "Bank of Albania," [Online]. Available: <https://www.bankofalbania.org/web/Normat.> . [Accessed 6 January 2017].
- [71] B. Ozerdem, S. Ozer, M. Tosun, "Feasibility study of wind farms: A case study for Izmir, Turkey," *Journal of Wind Engineering and Industrial Aerodynamics*, vol. 94, no. 10, pp. 725-743, 2006.
- [72] M.H. Albadi, E.F. El-Saadany, "Wind Power in Ontario: An Economical Valuation," in *IEEE Canada Electrical Power Conference*, Waterloo, 2007.
- [73] R. Mc Kenna, S. Hollnaicher, W. Fichtner, "Cost-potential curves for onshore wind energy: A high-resolution analysis for Germany," *Applied Energy*, vol. 115, pp. 103-115, 2014.

- [74] M. I. Blanco, "The economic of wind energy," *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, no. 13, p. 1372–1382, 2009.
- [75] S. Krohn, P. Morthorst, Sh. Awerbuch, "The Economics of Wind Energy," EWEA, Belgium, 2009.
- [76] Cristian Mattar, María Cristina Guzmán-Ibarra, "A techno-economic assessment of offshore 1 wind energy in Chile," *Energy*, 2017.
- [77] L. Blank, A. Tarquin, Engineering Economics, New York: McGraw Hill, 2012.
- [78] K. M. Nor, M. Shaaban, H. A. Rahman, "Feasibility Assessment of Wind Energy Resources in Malaysia Based on NWP Models," *Renewable Energy*, vol. 62, pp. 147-154, 2014.
- [79] E. Denny, PhD Thesis, A Cost Benefit Analysis of Wind Power, Dublin, Ireland: National University of Ireland, 2007.
- [80] S. A. A. H. O. Mahammed, "A statistical Analysis of Wind Power Density Based on the Weibull and Rayleigh models of "Penjwen Region" Sulaimani/Iraq," *Jordan Journal of Mechanical and Industrial Engineering*, pp. 135-144, 2012.
- [81] Y. Tai-Her and W. Li, "A Study on Generator Capacity for Wind Turbines Under Various Tower Heights and Rated Wind Speeds Using Weibull Distribution," vol. VOL. 23, no. NO. 2, 2008.