

LIETUVOS ENERGETIKOS INSTITUTAS

JUSTĖ JANKEVIČIENĖ

VĖJO ENERGIJOS IŠTEKLIŲ POTENCIALO
EKSTENSYVIOJE URBANISTINĖJE
APLINKOJE VERTINIMAS KINTANČIO
KLIMATO SĄLYGOMIS

Daktaro disertacija
Technologijos mokslai, energetika ir termoinžinerija (T 006)

2024, Kaunas

Disertacija rengta 2019–2023 metais Lietuvos energetikos instituto Išmaniųjų tinklų ir atsinaujinančios energetikos laboratorijoje.

Doktorantūros teisė Kauno technologijos universitetui suteikta kartu su Lietuvos energetikos institutu.

Mokslinis vadovas:

dr. Arvydas KANAPICKAS (Lietuvos energetikos institutas, technologijos mokslai, energetika ir termoinžinerija, T 006).

Redagavo: anglų kalbos redaktorė Lina Abraitienė (UAB „Bella Verba“), lietuvių kalbos redaktorė Irma Urbonavičienė (IVP Nr. 670485).

Energetikos ir termoinžinerijos mokslo krypties disertacijos gynimo taryba:

dr. Sigitas RIMKEVIČIUS (Lietuvos energetikos institutas, technologijos mokslai, energetika ir termoinžinerija, T 006) – **pirmininkas**;

doc. dr. Valdas GIRDAUSKAS (Vytauto Didžiojo universitetas, gamtos mokslai, fizika, N 002);

prof. dr. Audrius JONAITIS (Kauno technologijos universitetas, technologijos mokslai, energetika ir termoinžinerija, T 006);

dr. Grigorios KYRIAKOPOULOS (Atėnų nacionalinis technikos universitetas, Graikija, technologijos mokslai, energetika ir termoinžinerija, T 006);

prof. dr. Kęstutis NAVICKAS (Vytauto Didžiojo universitetas, technologijos mokslai, aplinkos inžinerija, T 004).

Disertacija bus ginama viešame Energetikos ir termoinžinerijos mokslo krypties disertacijos gynimo tarybos posėdyje 2024 m. rugpjūčio 27 d. 11 val. Lietuvos energetikos instituto Posėdžių salėje.

Adresas: Breslaujos g. 3-202, LT-44403 Kaunas, Lietuva.

Tel. +370 37 401801; el. paštas studijos@lei.lt.

Disertacija išsiųsta 2024 m. liepos 26 d.

Su disertacija galima susipažinti internetinėje svetainėje <http://ktu.edu>, Kauno technologijos universiteto bibliotekoje (Gedimino g. 50, LT-44239 Kaunas, Lietuva) ir Lietuvos energetikos instituto skaitykloje (Breslaujos g. 3, LT-44403, Kaunas, Lietuva).

LITHUANIAN ENERGY INSTITUTE

JUSTĖ JANKEVIČIENĖ

**ASSESSMENT OF WIND ENERGY
RESOURCES POTENTIAL IN EXTENSIVE
URBAN ENVIRONMENTS UNDER THE
CHANGING CLIMATE**

Doctoral dissertation
Technological Sciences, Energetics and Power Engineering (T 006)

2024, Kaunas

This doctoral dissertation was prepared at Lithuanian Energy Institute, Smart Grids and Renewable Energy Laboratory during the period of 2019-2023.

The doctoral right has been granted to Kaunas University of Technology together with Lithuanian Energy Institute.

Scientific Supervisor:

Dr. Arvydas KANAPICKAS (Lithuanian Energy Institute, Technological Sciences, Energetics and Power Engineering, T 006).

Edited by: English language editor Lina Abraitienė (UAB “BELLA VERBA”), Lithuanian language editor Irma Urbonavičienė (No. 670485).

Dissertation Defence Board of Energetics and Power Engineering Science Field:

Dr. Sigitas RIMKEVIČIUS (Lithuanian Energy Institute, Technological Sciences, Energetics and Power Engineering, T 006) – **chairperson**;

Assoc. Prof. Dr. Valdas GIRDAUSKAS (Vytautas Magnus University, Natural Sciences, Physics, N 002);

Prof. Dr. Audrius JONAITIS (Kaunas University of Technology, Technological Sciences, Energetics and Power Engineering, T 006);

Dr. Grigorios KYRIAKOPOULOS (National Technical University of Athens, Greece, Technological Sciences, Energetics and Power Engineering, T 006);

Prof. Dr. Kęstutis NAVICKAS (Vytautas Magnus University, Technological Sciences, Environmental Engineering, T 004).

The dissertation defence will be held on 27th of August 2024, at 11 a.m. in the public meeting of the Dissertation Defence Board of Energetics and Power Engineering Science Field in Conference room at Lithuanian Energy Institute.

Address: Breslaujos 3-202, LT-44403 Kaunas, Lithuania.

Phone: +370 37 401801; e-mail studijos@lei.lt

Doctoral dissertation was sent out on 26 July, 2024.

The doctoral dissertation is available on the internet <http://ktu.edu> and at the libraries of Kaunas University of Technology (Gedimino 50, LT-44239 Kaunas, Lithuania) and Lithuanian Energy Institute (Breslaujos 3, LT-44403 Kaunas, Lithuania).

TURINYS

Paveikslų sąrašas	8
Lentelių sąrašas	14
Santrumpos	15
Žymėjimai.....	16
1. Įvadas.....	18
2. Literatūros apžvalga.....	21
2.1. Energetikos pokyčių apžvalga	21
2.2. Vėjo greičio prognozės klimato kaitos kontekste	25
2.3. Vėjo elektrinių tipai ir jų klasifikacija	28
2.3.1. Vėjo elektrinių technologijų įvairovė	28
2.3.2. Horizontalios ašies vėjo elektrinės	30
2.3.3. Vertikalios ašies vėjo elektrinės	31
2.3.4. Daugiarotorinės vėjo elektrinės	33
2.3.5. Vėjo jėgainių efektyvumo riba	35
2.4. Vėjo greičio analizavimo masteliai	36
2.5. Ekstensyvios urbanizacijos ir vėjo greičio sąveika	37
2.5.1. Urbanizacijos lygiai	37
2.5.2. Miesto augimo greičio ir urbanizacijos ryšys	40
2.5.3. Vėjo greičio miesto tipo urbanizacijos teritorijose įvertinimas	43
2.6. Vėjo energetikos reglamentavimas	47
2.6.1. Reglamentavimas tarptautiniu ir Europos Sąjungos mastu	47
2.6.2. Reglamentavimas Lietuvos mastu	48
2.7. Vėjo energetikos potencialas Lietuvoje.....	51
2.8. Vėjo parametrizavimo metodai ir taikymas.....	53
2.8.1. Vėjo šlytis ir šiurkštumas	54
2.8.2. Vėjo greičio nuokrypio korekcija	55
2.8.3. Veibulo tikimybės tankio funkcija.....	56
2.8.4. Vėjo greičio priklausomybė nuo aukščio	56
2.8.5. Vėjo greičio klasės ir jų taikymas energetikoje.....	58
2.8.6. Vėjo jėgainių tankumas ir atstumas vien nuo kitos	59
2.9. Skaičiavimams ir modeliavimui naudojami metodai	60
2.10. Autorės indėlis.....	62
2.11. Skyriaus apibendrinimas.....	63
3. Metodika.....	64
3.1. Istoriniai ir prognozuojami vėjo greičio duomenys.....	64
3.2. Vėjo greičio duomenų išskleidimas.....	67
3.3. Žemėlapių sudarymo metodika	68
3.4. Prognozuojamų duomenų nuokrypio korekcija.....	70
3.5. Prognozuojamų ir istorinių duomenų statistinis patikimumas.....	71
3.6. Vėjo greičio perskaičiavimas ekspansyvioje urbanistėje aplinkoje.....	74
3.6.1. Vėjo greičio pasiskirstymas.....	76
3.6.2. Vėjo energijos gamyba vėjo parkuose.....	77

3.7.	Skyriaus apibendrinimas.....	78
4.	Rezultatai.....	80
4.1.	Duomenų statistinis patikimumas.....	80
4.2.	Šiurkštumo klasės ir draudžiamos zonos Lietuvoje.....	82
4.3.	Netinkamas vėjo greitis.....	83
4.3.1.	Netinkamas vėjo greitis istoriniu laikotarpiu.....	83
4.3.2.	Pasirinktos vietos analizei.....	84
4.3.3.	Prognozuojamas netinkamų dienų skaičius.....	86
4.4.	Prognozuojamo vėjo greičio nuokrypio korekcija.....	87
4.5.	Vidutinis vėjo greitis ir jo pasiskirstymas.....	88
4.5.1.	Vėjo greičio pasiskirstymas istoriniu laikotarpiu.....	88
4.5.2.	Vėjo greitis istoriniu ir prognozuojamu laikotarpiu.....	90
4.5.3.	Vėjo greičio pasiskirstymas 2030–2055 m. laikotarpiu.....	92
4.6.	Prognozuojama vėjo energijos gamyba.....	95
4.6.1.	Prognozuojama jėgainės „Enercon E-101“ energijos gamyba.....	95
4.6.2.	Prognozuojama jėgainės „Enercon E-112“ energijos gamyba.....	97
4.6.3.	Prognozuojama jėgainės „Enercon E-126“ energijos gamyba.....	99
4.7.	Prognozuojama vėjo parko energija.....	101
4.8.	Urbanizacijos ir klimato kaitos įtaka vėjo greičiui ir energetikai.....	104
4.8.1.	Vėjo greičio ir energijos gamybos analizė 100 m aukštyje pagal klimato kaitos scenarijų RCP2.6.....	104
4.8.2.	Vėjo greičio ir energijos gamybos analizė 150 m aukštyje pagal klimato kaitos scenarijų RCP2.6.....	108
4.8.3.	Vėjo greičio ir energijos gamybos analizė 100 m aukštyje pagal klimato kaitos scenarijų RCP4.5.....	112
4.8.4.	Vėjo greičio ir energijos gamybos analizė 150 m aukštyje pagal klimato kaitos scenarijų RCP4.5.....	116
4.8.5.	Vėjo greičio ir energijos gamybos analizė 100 m aukštyje pagal klimato kaitos scenarijų RCP8.5.....	120
4.8.6.	Vėjo greičio ir energijos gamybos analizė 150 m aukštyje pagal klimato kaitos scenarijų RCP8.5.....	124
4.9.	Rezultatų apibendrinimas.....	128
5.	Išvados.....	131
6.	Summary.....	132
	Abbreviations.....	132
	Notations.....	133
6.1.	Introduction.....	135
6.2.	Literature review.....	139
6.2.1.	Overview of energy developments.....	139
6.2.2.	Wind speed forecasts.....	139
6.2.3.	Urbanisation.....	141
6.2.4.	Regulating wind energy.....	141
6.2.5.	Wind energy potential in Lithuania.....	141
6.2.6.	Wind parameterisation and methods.....	142

6.2.7.	Software used for calculations and modelling.....	142
6.3.	Methodology.....	143
6.3.1.	Wind speed data.....	143
6.3.2.	Wind speed data extraction.....	143
6.3.3.	Mapping.....	143
6.3.4.	Bias correction.....	144
6.3.5.	Statistical reliability of wind speed data.....	144
6.3.6.	Wind speed	145
6.4.	Results	147
6.4.1.	Statistical reliability of data.....	147
6.4.2.	Roughness classes and prohibited zones in Lithuania.....	147
6.4.3.	Unsuitable wind speeds	148
6.4.4.	Average wind speed.....	149
6.4.5.	Wind farm energy	150
6.4.6.	Impact of urbanisation and climate change on wind speed and energy 151	
6.4.7.	Summary of results.....	153
6.5.	Conclusions	154
	Literatūros šaltiniai.....	155
	Mokslinių publikacijų disertacijos tema sąrašas.....	169
	Padėka	170

PAVEIKSLŲ SĄRAŠAS

1 pav. Iškastinio kuro ir atsinaujinančios energijos šaltinių naudojimas elektros energijos gamyboje [13]	22
2 pav. Energijos šaltiniai Lietuvoje [27]	24
3 pav. Anglies dioksido milijoninių dalių (ppm) ekvivalento ir temperatūros pokyčiai klimato kaitos kontekste [37]	27
4 pav. Vėjo elektrinių nominalios galios pokytis nuo 2004 [46]	29
5 pav. Vėjo jėgainių dydžio ir galios evoliucija [47]	29
6 pav. Vėjo jėgainių tipai [25]	30
7 pav. Vertikalios ašies vėjo jėgainės: a) Savonijaus; b) Darjė; c) H-Darjė; d) spiralės tipo [55]	32
8 pav. Daugiarotorinė vėjo jėgainė [40]	34
9 pav. Difuzorius – vėjo lėšis [66]	35
10 pav. Vėjo judėjimas lėšiu [64]. Ac – difuzoriaus plotas, Ar – rotoriaus plotas, Ae – difuzoriaus išėjimo plotas	36
11 pav. Aplink vėjo jėgainės esančių statinių poveikis oro srautui. kur H – pastato aukštis, m, Hmax – aukščiausias pastatas, m, Ap – pastatų užimamas plotas, m ² , Af – priešvėjinės vertikaliosios plokštumos plotas, m ² , AT – plotas, m ²	39
12 pav. Šiurkštumo ilgio ir vėjo greičio profilis miestuose [21]	39
13 pav. Miesto vėjo greičio profilį iš esmės sudaro miesto ribinis sluoksnis ir miesto želdynų sluoksniai [83]	40
14 pav. Vėjo tekėjimo profilis aplink pastatus [25]	40
15 pav. Vėjo srauto tekėjimas virš pastatų [21], [78]. H – vidutinis pastatų aukštis aplinkoje, m	40
16 pav. Elektrėnų statyba 1961 metais	41
17 pav. Vidutinis gyventojų prieaugis per vienus metus nuo pirmo surašymo iki kol buvo pasiektas didžiausias gyventojų skaičius	42
18 pav. Vėjo greičio mieste apskaičiavimo algoritmas, siekiant išvengiant didesnių klaidų [85]	43
19 pav. Ant pastatų montuojamų vėjo jėgainių pavyzdžiai. (a) – didelės jėgainės; (b) – mažos jėgainės [81]	45
20 pav. Turbulencijos intensyvumo priklausomybė nuo skirtingo aukščio ir skirtingo šiurkštumo ilgio [115]. Z – aukštis virš žemės, m, z0 – šiurkštumo ilgis, m [116]	46
21 pav. Paryžiaus susitarimą pasirašiusių ir ratifikavusių šalių žemėlapis. „Ratified“ pažymėtos šalys, kurios yra ratifikavusios susitarimą (193 šalys), „Signed“ – šalys, kurios pasirašė susitarimą [124]	47
22 pav. Žemėlapis, nurodantis vietas, kuriose yra draudžiami aukšti statiniai (vėjo jėgainės). Raudonai pažymėtose teritorijose vėjo elektrinių statyba yra draudžiama bet kuriuo atveju. Oranžine spalva pažymėtos zonos yra išskirtinė ekonominė zona ir teritorija, kurioje vėjo elektrinių statybos vietos derinamos su sąlyga, kad energijos iš AEI gamintojas pasirašys su Lietuvos kariuomene sutartį dėl dalies investicijų ir kitų išlaidų nacionalinio saugumo funkcijų vykdymui užtikrinti kompensavimo [131], [132]	50

23 pav. Vėjo jėginių reglamentavimo žemėlapis. Vėjo elektrines be apribojimų leidžiama statyti tik baltai pažymėtose teritorijose. Pilna žemėlapio legenda yra pateikta [133].....	51
24 pav. Energijos gamyba Lietuvoje 2022 m. gegužės 21 d. Wind Europe duomenimis [135].....	52
25 pav. 2010–2018 m. laikotarpio energijos gamyba Lietuvoje, naudojant atsinaujinančius energijos išteklius [134].....	53
26 pav. Vėjo greičio duomenų išskleidimo ir skaičiavimo algoritmo schema	67
27 pav. Programos „RStudio“ algoritmo iškarpa, aprašanti NetCDF rinkmenų sujungimą į vieną ir pasirinkto ploto iškirpimą.....	68
28 pav. Programos „RStudio“ algoritmo iškarpa, aprašanti kiekvienos meteorologinės stoties duomenų gavimą iš NetCDF rinkmenos nuo 2006 iki 2100 metų.....	68
29 pav. Programos „RStudio“ algoritmo iškarpa, aprašanti kiekvienos meteorologinės stoties duomenų sujungimą į vieną duomenų rinkmeną.....	68
30 pav. Paviršiaus reljefo šiurkštumo klasės Lietuvoje.....	83
31 pav. Vidutinis dienų skaičius per metus 1990–2020 m. laikotarpiu, kai vėjo greitis yra netinkamas (< 3 m/s arba > 25 m/s) vėjo energijos gamybai 100 m (kairėje) ir 150 m (dešinėje) aukštyje.....	84
32 pav. Pasirinktos vietovės Lietuvoje, žemėlapyje žymimos raidėmis A ir B – atitinkamai centrinė šalies dalis ir pajūrio regionas.....	85
33 pav. Dienų skaičius per metus, kai vėjo greitis yra <3 m/s arba >25 m/s 100 m aukštyje centrinėje (A) šalies dalyje ir pajūryje (B).....	86
34 pav. Dienų skaičius per metus, kai vėjo greitis yra <3 m/s arba >25 m/s 150 m aukštyje centrinėje (A) šalies dalyje ir pajūryje (B).....	87
35 pav. Vėjo greitis be nuokrypio korekcijos (viršuje) ir vėjo greitis atlikus nuokrypio korekciją (apačioje).....	88
36 pav. Vėjo greičio pasiskirstymas istoriniu laikotarpiu (1990–2020) 100 m (viršuje) ir 150 m (apačioje) aukštyje centrinėje (A) šalies dalyje ir pajūryje (B). Stulpeliai vaizduoja vėjo greičio dažnį, o linijos – Veibulo tikimybės tankio funkciją, rodančią vėjo greičio pasiskirstymą visame intervale.....	90
37 pav. Vėjingumas istoriniu periodu (1990–2020 m.) ir ateityje (iki 2100 m.) pagal RCP2.6, RCP4.5 ir RCP8.5 klimato kaitos scenarijus 100 m aukštyje centrinėje (A) šalies dalyje ir pajūryje (B).....	91
38 pav. Vėjingumas istoriniu periodu (1990–2020 m.) ir ateityje (iki 2100 m.) pagal RCP2.6, RCP4.5 ir RCP8.5 klimato kaitos scenarijus 150 m aukštyje centrinėje (A) šalies dalyje ir pajūryje (B).....	92
39 pav. Vėjo greičio pasiskirstymas Vidurio Lietuvoje 100 m aukštyje 2030–2055 m. laikotarpiu. Stulpeliai vaizduoja vėjo greičio dažnį, o linijos – Veibulo tikimybės tankio funkciją, rodančią vėjo greičio pasiskirstymą visame intervale ...	93
40 pav. Vėjo greičio pasiskirstymas vakarų Lietuvoje 100 m aukštyje 2030–2055 m. laikotarpiu. Stulpeliai vaizduoja vėjo greičio dažnį, o linijos – Veibulo tikimybės tankio funkciją, rodančią vėjo greičio pasiskirstymą visame intervale ...	93

41 pav. Vėjo greičio pasiskirstymas Vidurio Lietuvoje 150 m aukštyje 2030–2055 m. laikotarpiu. Stulpeliai vaizduoja vėjo greičio dažnį, o linijos – Veibulo tikimybės tankio funkciją, rodančią vėjo greičio pasiskirstymą visame intervale....	94
42 pav. Vėjo greičio pasiskirstymas pajūrio regione 150 m aukštyje 2030–2055 m. laikotarpiu. Stulpeliai vaizduoja vėjo greičio dažnį, o linijos – Veibulo tikimybės tankio funkciją, rodančią vėjo greičio pasiskirstymą visame intervale	95
43 pav. Energijos gamyba istoriniu periodu (1990–2020 m.) ir ateityje (iki 2100 m.) pagal RCP2.6, RCP4.5 ir RCP8.5 klimato kaitos scenarijus, naudojant jėgainę „Enercon E-101“, centrinėje (A) šalies dalyje ir pajūryje 100 m aukštyje (B).....	96
44 pav. Energijos gamyba istoriniu periodu (1990–2020 m.) ir ateityje (iki 2100 m.) pagal RCP2.6, RCP4.5 ir RCP8.5 klimato kaitos scenarijus, naudojant jėgainę „Enercon E-101“, centrinėje (A) šalies dalyje ir pajūryje B 150 m aukštyje	97
45 pav. Energijos gamyba istoriniu periodu (1990–2020 m.) ir ateityje (iki 2100 m.) pagal RCP2.6, RCP4.5 ir RCP8.5 klimato kaitos scenarijus, naudojant jėgainę „Enercon E-101“, centrinėje (A) šalies dalyje ir pajūryje (B) 100 m aukštyje.....	98
46 pav. Energijos gamyba istoriniu periodu (1990–2020 m.) ir ateityje (iki 2100 m.) pagal RCP2.6, RCP4.5 ir RCP8.5 klimato kaitos scenarijus, naudojant jėgainę „Enercon E-101“, centrinėje (A) šalies dalyje ir pajūryje (B) 150 m aukštyje.....	99
47 pav. Energijos gamyba istoriniu periodu (1990–2020 m.) ir ateityje (iki 2100 m.) pagal RCP2.6, RCP4.5 ir RCP8.5 klimato kaitos scenarijus, naudojant jėgainę „Enercon E-101“, centrinėje (A) šalies dalyje ir pajūryje (B) 100 m aukštyje.....	100
48 pav. Energijos gamyba istoriniu periodu (1990–2020 m.) ir ateityje (iki 2100 m.) pagal RCP2.6, RCP4.5 ir RCP8.5 klimato kaitos scenarijus, naudojant jėgainę „Enercon E-101“, centrinėje (A) šalies dalyje ir pajūryje (B) 150 m aukštyje.....	101
49 pav. Vėjo parko pagaminama energija 2030–2055 m. laikotarpiu, naudojant skirtingas vėjo jėgaines ir esant skirtingiems klimato kaitos scenarijams. Jėgainės aukštis – 100 m centrinėje (A) šalies dalyje ir pajūryje (B)	103
50 pav. Vėjo parko pagaminama energija 2030–2055 m. laikotarpiu, naudojant skirtingas vėjo jėgaines ir esant skirtingiems klimato kaitos scenarijams. Jėgainės aukštis – 150 m centrinėje (A) šalies dalyje ir pajūryje (B)	103
51 pav. Vėjingumas istoriniu periodu (1990–2020 m.) ir ateityje (iki 2100 m.) pagal RCP2.6 klimato kaitos scenarijų, įvertinus urbanizacijos įtaką, 100 m aukštyje centrinėje (A) šalies dalyje ir pajūryje (B)	105
52 pav. Energijos gamyba naudojant jėgainę „Enercon E-101“, įvertinus urbanizacijos įtaką, istoriniu periodu (1990–2020 m.) ir ateityje (iki 2100 m.) pagal RCP2.6 klimato kaitos scenarijų 100 m aukštyje centrinėje (A) šalies dalyje ir pajūryje (B).....	106
53 pav. Energijos gamyba naudojant jėgainę „Enercon E-112“, įvertinus urbanizacijos įtaką, istoriniu periodu (1990–2020 m.) ir ateityje (iki 2100 m.) pagal RCP2.6 klimato kaitos scenarijų 100 m aukštyje centrinėje (A) šalies dalyje ir pajūryje (B).....	107
54 pav. Energijos gamyba naudojant jėgainę „Enercon E-126“, įvertinus urbanizacijos įtaką, istoriniu periodu (1990–2020 m.) ir ateityje (iki 2100 m.) pagal	

RCP2.6 klimato kaitos scenarijų 100 m aukštyje centrinėje (A) šalies dalyje ir pajūryje (B).....	108
55 pav. Vėjingumas istoriniu periodu (1990–2020 m.) ir ateityje (iki 2100 m.) pagal RCP2.6 klimato kaitos scenarijų, įvertinus urbanizacijos įtaką, 150 m aukštyje centrinėje (A) šalies dalyje ir pajūryje (B)	109
56 pav. Energijos gamyba naudojant jėgainę „Enercon E-101“, įvertinus urbanizacijos įtaką, istoriniu periodu (1990–2020 m.) ir ateityje (iki 2100 m.) pagal RCP2.6 klimato kaitos scenarijų 150 m aukštyje centrinėje (A) šalies dalyje ir pajūryje (B).....	110
57 pav. Energijos gamyba naudojant jėgainę „Enercon E-112“, įvertinus urbanizacijos įtaką, istoriniu periodu (1990–2020 m.) ir ateityje (iki 2100 m.) pagal RCP2.6 klimato kaitos scenarijų 150 m aukštyje centrinėje (A) šalies dalyje ir pajūryje (B).....	111
58 pav. Energijos gamyba naudojant jėgainę „Enercon E-126“, įvertinus urbanizacijos įtaką, istoriniu periodu (1990–2020 m.) ir ateityje (iki 2100 m.) pagal RCP2.6 klimato kaitos scenarijų 150 m aukštyje centrinėje (A) šalies dalyje ir pajūryje (B).....	112
59 pav. Vėjingumas istoriniu periodu (1990–2020) ir ateityje (iki 2100 metų) pagal RCP4.5 klimato kaitos scenarijų, įvertinus urbanizacijos įtaką, 100 m aukštyje centrinėje (A) šalies dalyje ir pajūryje (B)	113
60 pav. Energijos gamyba naudojant jėgainę „Enercon E-101“, įvertinus urbanizacijos įtaką, istoriniu periodu (1990–2020 m.) ir ateityje (iki 2100 m.) pagal RCP4.5 klimato kaitos scenarijų 100 m aukštyje centrinėje (A) šalies dalyje ir pajūryje (B).....	114
61 pav. Energijos gamyba naudojant jėgainę „Enercon E-112“, įvertinus urbanizacijos įtaką, istoriniu periodu (1990–2020 m.) ir ateityje (iki 2100 m.) pagal RCP4.5 klimato kaitos scenarijų 100 m aukštyje centrinėje (A) šalies dalyje ir pajūryje (B).....	115
62 pav. Energijos gamyba naudojant jėgainę „Enercon E-126“, įvertinus urbanizacijos įtaką, istoriniu periodu (1990–2020 m.) ir ateityje (iki 2100 m.) pagal RCP4.5 klimato kaitos scenarijų 100 m aukštyje centrinėje (A) šalies dalyje ir pajūryje (B).....	116
63 pav. Vėjingumas istoriniu periodu (1990–2020) ir ateityje (iki 2100 m.), pagal RCP4.5 klimato kaitos scenarijų, įvertinamus urbanizacijos įtaką, 150 m aukštyje centrinėje (A) šalies dalyje ir pajūryje (B).....	117
64 pav. Energijos gamyba naudojant jėgainę „Enercon E-101“, įvertinus urbanizacijos įtaką, istoriniu periodu (1990–2020 m.) ir ateityje (iki 2100 m.) pagal RCP4.5 klimato kaitos scenarijų 150 m aukštyje centrinėje (A) šalies dalyje ir pajūryje (B).....	118
65 pav. Energijos gamyba naudojant jėgainę „Enercon E-112“, įvertinus urbanizacijos įtaką, istoriniu periodu (1990–2020 m.) ir ateityje (iki 2100 m.) pagal RCP4.5 klimato kaitos scenarijų 150 m aukštyje centrinėje (A) šalies dalyje ir pajūryje (B).....	119

66 pav. Energijos gamyba naudojant jėgainę „Enercon E-126“, įvertinus urbanizacijos įtaką, istoriniu periodu (1990–2020 m.) ir ateityje (iki 2100 m.) pagal RCP4.5 klimato kaitos scenarijų 150 m aukštyje centrinėje (A) šalies dalyje ir pajūryje (B)..... 120

67 pav. Vėjingumas istoriniu periodu (1990–2020) ir ateityje (iki 2100 m.) pagal RCP8.5 klimato kaitos scenarijų, įvertinus urbanizacijos įtaką, 100 m aukštyje centrinėje (A) šalies dalyje ir pajūryje (B) 121

68 pav. Energijos gamyba naudojant jėgainę „Enercon E-101“, įvertinus urbanizacijos įtaką, istoriniu periodu (1990–2020 m.) ir ateityje (iki 2100 m.) pagal RCP8.5 klimato kaitos scenarijų 100 m aukštyje centrinėje (A) šalies dalyje ir pajūryje (B)..... 122

69 pav. Energijos gamyba naudojant jėgainę „Enercon E-112“, įvertinus urbanizacijos įtaką, istoriniu periodu (1990–2020 m.) ir ateityje (iki 2100 m.) pagal RCP8.5 klimato kaitos scenarijų 100 m aukštyje centrinėje (A) šalies dalyje ir pajūryje (B)..... 123

70 pav. Energijos gamyba naudojant jėgainę „Enercon E-126“, įvertinus urbanizacijos įtaką, istoriniu periodu (1990–2020 m.) ir ateityje (iki 2100 m.) pagal RCP8.5 klimato kaitos scenarijų 100 m aukštyje centrinėje (A) šalies dalyje ir pajūryje (B)..... 124

71 pav. Vėjingumas istoriniu periodu (1990–2020) ir ateityje (iki 2100 m.) pagal RCP8.5 klimato kaitos scenarijų, įvertinus urbanizacijos įtaką, 150 m aukštyje centrinėje (A) šalies dalyje ir pajūryje (B) 125

72 pav. Energijos gamyba naudojant jėgainę „Enercon E-101“, įvertinus urbanizacijos įtaką, istoriniu periodu (1990–2020 m.) ir ateityje (iki 2100 m.) pagal RCP8.5 klimato kaitos scenarijų 150 m aukštyje centrinėje (A) šalies dalyje ir pajūryje (B)..... 126

73 pav. Energijos gamyba naudojant jėgainę „Enercon E-112“, įvertinus urbanizacijos įtaką, istoriniu periodu (1990–2020 m.) ir ateityje (iki 2100 m.) pagal RCP8.5 klimato kaitos scenarijų 150 m aukštyje centrinėje (A) šalies dalyje ir pajūryje (B)..... 127

74 pav. Energijos gamyba naudojant jėgainę „Enercon E-126“, įvertinus urbanizacijos įtaką, istoriniu periodu (1990–2020 m.) ir ateityje (iki 2100 m.) pagal RCP8.5 klimato kaitos scenarijų 150 m aukštyje centrinėje (A) šalies dalyje ir pajūryje (B)..... 128

Fig. 75. Roughness classes in Lithuania and permissible areas in Lithuania, marked on the map with the letters A and B – the central part of the country and the coastal region, respectively..... 148

Fig. 76. Number of days per year with wind speeds <3 m/s or >25 m/s at 100 m height in the central (A) and coastal (B) parts of the country..... 149

Fig. 77. Historical (1990-2020) and future (up to 2100) windiness under three climate change scenarios (RCP2.6, RCP4.5 and RCP8.5) at the height of 100 m in the central part of the country (A) and the coastal area (B)..... 150

Fig. 78. Wind farm energy generation for the period of 2030-2055, with different wind turbines and under different climate change scenarios. The height of the plant is 100 m in the central part of the country (A) and on the coast (B) 151

Fig. 79. Historical (1990-2020) and future (up to 2100) windiness under the RCP4.5 climate change scenario and the impact of urbanisation, 100 m height in the central part of the country (A) and the coastal area (B) 152

Fig. 80. Historical (1990-2020) and future (up to 2100) energy production with RCP4.5 climate scenario and urbanization impact at 100 m height using Enercon E-101 plant in central (A) and coastal (B) regions..... 153

LENTELIŲ SĄRAŠAS

1 lentelė. Vėjo jėginių klasės, remiantis IEC 61400-0.2-2013 standartu [58], [59]	34
2 lentelė. Miestų plėtros greitis, kai tuščioje ar beveik tuščioje vietoje išauga miestas (~ 300 000 gyventojų)	41
3 lentelė. Lietuvos miestų augimo tempas iki buvo pasiektas didžiausias gyventojų skaičius [103].....	42
4 lentelė. Atsinaujinančių energijos išteklių (AEI) dalys skirtinguose sektoriuose, laikotarpiu 2017–2050 m.....	49
5 lentelė. Aplinkos šiurkštumo klasės ir šiurkštumo ilgis [141]	54
6 lentelė. Vėjo klasės pagal galios tankį ir greitį	58
7 lentelė. Vėjo greičio vertinimas pagal reljefą	58
8 lentelė. Vėjo greičio nusakymas pagal medžio deformaciją.....	59
9 lentelė. Atstumai tarp vėjo jėginių ir parko naudingumo koeficientas.....	59
10 lentelė. Meteorologinių stočių sąrašas Lietuvoje	64
11 lentelė. Analizuoti klimato kaitos modeliai	66
12 lentelė. Atstumai tarp jėginių ir jų naudingumo koeficientai [149]	78
13 lentelė. Modelių ir scenarijų paklaidų ir statistinio patikimumo tikrinimas	81
14 lentelė. Atstumas tarp jėginių metrais vėjo parke, vertinant kiekvienos jėginės diametrą.....	101

SANTRUMPOS

AEI	atsinaujinančios energijos ištekliai
ANOVA	dispersinė analizė
AR5	veiklos ataskaita 5
ATPLS	ES apyvartinių taršos leidimų prekybos sistema
CFD	skaičiuojamoji skysčių dinamika
ECDF	empirinė kumuliacinė pasiskirstymo funkcija
ES	Europos Sąjunga
GIS	geografinės informacinės sistemos
GLM	apibendrinti tiesiniai modeliai
GSK	gyventojų skaičius
GSOD	pasaulinės paviršiaus dienos suvestinės
GW	gigavatas
GWh	gigavatvalandė
HAWT	horizontalios ašies vėjo jėgainės
KN	klimatologinė norma
kW	kilovatas
kWh	kilovatvalandė
LHMT	Lietuvos hidrometeorologijos tarnyba
LIDAR	lazerinis atvaizdavimas, aptikimas ir nuotolio nustatymas
LR	Lietuvos Respublika
MAE	vidutinė absoliutinė paklaida
MAPE	vidutinė absoliutinė procentinė paklaida
MRWT	daugiarotorinės vėjo jėgainės
MW	megavatas
MWh	megavatvalandė
NOAA	Nacionalinė vandenynų ir atmosferos administracija
PDF	tikimybės tankio funkcija
PDW	galios tankis
ppm	milijoninės dalys
RCP	Tipiniai koncentracijos keliai, <i>angl. Representative Concentration Pathways</i>
RF	ataskaitinis periodas
RSME	vidutinė kvadratinė paklaida
SODAR	garsinis aptikimas ir nuotolio nustatymas
ŠESD	šiltnamio efektą sukeliančios dujos
TI	turbulencijos intensyvumas

TJ	teradžauliai
TKKK	Tarpvyriausybinė klimato kaitos komisija
TW	teravatas
TWh	teravatvalandė
VAWT	vertikalios ašies vėjo jėgainės

ŽYMĖJIMAI

a_i	prognozuojamas metinis vėjo greičio pokytis, %
Ar	šiurkštumo elemento plotas pavėjui išilgai vėjo, m ²
At	atskiro šiurkštumo elemento projektuojamas atšakos plotas, m ²
c	Veibulo funkcijos mastelio parametras
C_p	galios koeficientas (pateikiamas gamintojo duomenų lape)
dn	urbanizacinės plėtros trukmė dienomis
E	energija, J
E(Y)	tikėtinas prognozuojamasis rodiklis ir reikšmė
ecdf _{mod}	modelio duomenų ecdf
ecdf _{obs-1}	atvirkštinė stebėtų duomenų ecdf
E_g	metinė vėjo parko pagaminta energija, J
g	ryšio funkcija
H	pastato aukštis, m
h	aplinkinių pastatų vidutinis aukštis, m
Hmax	aukščiausio pastato aukštis aplinkoje, m
k	pastovus koeficientas (bedimensinis dydis)
n	stebėjimų skaičius
nD	atstumas tarp jėgainių, matuojant jį n jėgainių diametru D
ni	bevėjų dienų skaičius
p	Veibulo funkcijos formos parametras
P	generuojama galia, w
R	vėjaračio spindulys, m
RF _o	vidutinis vėjo greitis per istorinį laikotarpį, m/s
RF _p	prognozuojamas vidutinis vėjo greitis per ataskaitinį laikotarpį, m/s
TI	turbulencijos intensyvumas, %.
u*	trinties greitis, m/s
v	vėjo greitis, m/s
$V_{corr,x}$	pataisyta modelio vėjo greičio vertė x dieną, m/s
V_i	tikėtinas metinis vėjo greitis, m/s
V_{kor}	koreguotas vėjo greitis, m/s
$V_{obs,vid}$	vidutinis stebėjimų vėjo greitis, m/s
V_{prog}	prognozuojamas vėjo greitis, m/s
$V_{prog,vid}$	vidutinis prognozuojamas vėjo greitis, m/s
V_{Si}	prognozuojamas vidutinis metinis vėjo greitis, m/s
V_v	vidutinis vėjo greitis, m/s,
W	Veibulo funkcija

X	prognozuojamasis rodiklis
$x_{\text{mod},x}$	neapdorota modelio vėjo greičio vertė x dieną, m/s
Z	aukštis nuo žemės paviršiaus, m
z_0	šiurkštumo ilgis, m
z_{01}	naujos urbanistinės aplinkos šiurkštumo ilgis, m
z_{0d}	dieninis z_{01} pokytis, m
z_{0p}	šiurkštumo ilgis urbanizacinio proceso pabaigoje, m
Z_d	nulinės plokštumos poslinkio aukštis, m
Z_r	pradinis aukštis, kuriame yra žinomas vėjo greitis, m
α	vėjo šlyties eksponentė
β	parametras, įvertintas taikant mažiausiųjų kvadratų iteracinį algoritmą
Γ	gama funkcija
η_1	veikimo koeficientas
η_2	jėginių parko gardelės naudingumas
κ	Karmano konstanta (0,4)
ρ	oro tankis, kg/m^3
σ	standartinis nuokrypis

1. ĮVADAS

Darbo aktualumas

Pasaulio bendruomenė vis dažniau renkasi vėjo energetiką kaip pagrindą siekiant energetinės nepriklausomybės ir mažinant anglies dioksido pėdsaką, o Europos Sąjunga ir tokios šalys kaip Lietuva deda vis daugiau pastangų, kad taptų neutralios klimatui – tai įrodo kasmet vis didėjantis įrengiamų vėjo jėgainių skaičius. Klimato kaitos tyrimai yra itin aktualūs norint suprasti galimus vėjo greičio ir energijos gamybos pokyčius artimiausioje ateityje. Tačiau nepaisant šių siekių, vis dar nėra atlikta išsamių mokslinių tyrimų dėl vėjo energijos išteklių prieinamumo didėjantiems elektros energijos poreikiams šalyje patenkinti. Prie šių neaiškumų prisideda ir tai, kad nėra pakankamai vizualinės informacijos, tokios kaip vėjo energijos atlasas, kuris būtų sudarytas remiantis dabartiniais arba ateities vėjo ištekliais ir aktualiais teisiniais reguliavimais, ypač atvaizduojantis naujausius teisės aktų pakeitimus ir ribotos plėtros zonas.

Klimato kaitos poveikis vėjo greičiui ar energijai ateityje ir bevėjinių dienų skaičiui išlieka nevienareikšmis, o tai dar labiau apsunkina ilgalaikės energetikos strategijos planavimą. Veiksmingam vėjo energijos infrastruktūros planavimui ilguoju laikotarpiu yra aktuali išsami vėjo dinamikos analizė, apimanti vėjo energijos potencialo pokyčių prognozes dėl vykstančių aplinkos pokyčių.

Klimato kaitos tyrimuose dažnai pirmenybė teikiama plataus masto klimato dėsningumams ir tendencijoms ar ekstremaliems meteorologiniams reiškiniams įvertinti, todėl moksliniuose tyrimuose bevėjų dienų skaičiaus analizė įprastai nėra atliekama. Taip pat, aktuali problema, su kuria susiduriama – tikslus vėjo pobūdžio modeliavimas ir bevėjų dienų prognozavimas. Atlikti moksliniai tyrimai rodo, jog minėtai problemai išspręsti yra reikalinga sudėtingų klimato modelių ir didelės skiriamosios gebos duomenų analizė, tačiau tokių duomenų trūksta norint atlikti didelės apimties detalius klimato prognozių tyrimus.

Duomenimis pagrįsta mokslinė analizė rodo, kad urbanistinė plėtra paprastai mažina vėjo greitį, tačiau esamuose tyrimuose daugiausia dėmesio skiriama visiškai neurbanizuotoms arba labai urbanizuotoms teritorijoms – miestams. Trūksta tyrimų, kuriuose būtų nagrinėjami iš dalies urbanizuoti regionai ir regionai, kuriuose vyksta dinamiški urbanizacijos lygio pokyčiai, ypač atsižvelgiant į klimato kaitos poveikį.

Aktualių mokslinių darbų, kuriuose būtų išsamiai ir detaliai nagrinėjama, kaip klimato kaita paveiks vėjo greitį besikeičiančioje urbanistinėje aplinkoje, trūksta dėl kelių priežasčių. Pirma, tiriant klimato kaitos ir urbanizacinės aplinkos dinamikos sąveiką atlikti tyrimai rodo dinamiškos plėtros pobūdžio analizės trūkumą. Antra, tiriant, kaip klimato kaita paveiks vėjo greitį šiame kontekste, aktualu ne tik analizuoti dabartines urbanizacines sąlygas, bet ir prognozuoti būsimus ekstensyvios urbanizacijos sąlygojamus dinامينius pokyčius. Trečia, tokio pobūdžio analizė yra itin aktuali, tačiau sudėtinga modeliuoti plėtros trajektorijas ir numatyti, kaip jos sąveikaus su klimato kaitos dinamika bei kokia bus jų įtaka vėjo energijos gamybai.

Darbo tikslas

Įvertinti vėjo išteklių potencialą ekstensyvioje urbanistinėje aplinkoje kintančio klimato sąlygomis.

Uždaviniai

1. Iširti vėjo energijos išteklius istoriniu laikotarpiu Lietuvos teritorijoje ir įvertinti pagaminamos elektros energijos kiekį bei pokytį per tipinį vėjo elektrinės eksploatacijos laikotarpį.
2. Optimizuoti ir pritaikyti sisteminių vėjo greičių duomenų nuokrypių atitaisymo algoritmą klimato kaitos prognozių pagal klimato kaitos modelių duomenis ir jais remiantis įvertinti vėjo energijos gamybos potencialą neurbanizuotose teritorijose šiame šimtmetyje.
3. Įvertinti vėjo energijos generavimui tinkančių dienų skaičių, naudojant sukurtą kombinuoto klimato kaitos, teritorijos urbanizacijos bei vėjo elektrinės techninių parametru (aukščio) poveikio algoritmą.
4. Iširti maksimalų hipotetinį vėjo energijos potencialą visoje įstatymais ir kitais teisės aktais leistinoje Lietuvos teritorijoje.
5. Sukurti ir parametrizuoti vėjo potencialo vertinimo modelį skirtingo urbanizacijos lygio teritorijoms kintančio klimato sąlygomis.
6. Įvertinti vėjo energijos nuostolius teritorijose, kuriose vyksta dinamiški urbanizacijos lygio pokyčiai, esant skirtingiems urbanizuotų teritorijų plėtros greičiams bei atsižvelgiant į klimato kaitos sukeltus vėjingumo pokyčius.

Mokslinis naujumas

Atliktas mokslinis tyrimas reikšmingai prisidėjo prie vėjo energijos potencialo supratimo, buvo pateikti keli inovatyvūs sprendimai. Pirma, buvo praplėstas modelis, leidžiantis tiksliau įvertinti istorinį vėjo greičio kintamumą visoje Lietuvoje. Šis modelis suteikia galimybę įvertinti elektros energijos gamybos svyravimus skirtinguose regionuose per visą vėjo jėgainių eksploatavimo laikotarpį. Antra, buvo sukurtas ir optimizuotas algoritmas, skirtas vėjo greičio duomenų sisteminiams paklaidoms ištaisyti. Šis naujas metodas integruoja klimato kaitos modelių analizę, siekiant padidinti duomenų tikslumą. Be to, šiame tyrime buvo sukurta nauja metodika, leidžianti prognozuoti būsimą vėjo energijos gamybos potencialą kintančio urbanizacijos lygio teritorijose. Ši metodika atsižvelgia į klimato kaitos, ekspansyvios urbanizacijos ir vėjo jėgainių parkų parametru poveikį. Galiausiai, buvo įvertintos tinkamos vėjo energijos gamybos dienos esant skirtingoms urbanistinės aplinkos ir klimato kaitos sąlygoms, siekiant suprasti vėjo energijos išteklių panaudojimo dinamiką.

Praktinė vertė

Sukurtas naujas vėjo energijos generavimo modelis, kuris gali būti naudojamas atliekant poveikio aplinkai vertinimą bei parenkant tinkamas vietas naujoms vėjo elektrinėms. Šis modelis leidžia kiekybiškai įvertinti potencialius energijos nuostolius, kylančius dėl antropogeninės klimato kaitos ir besiplečiančios urbanistinės aplinkos. Tyrimo nauda yra reikšminga, nes praturtina mokslinį diskursą apie vėjo energijos potencialo vertinimą bei pabrėžia jo svarbą tvarios energetikos pereinamojo laikotarpio pastangoms. Naudojantis „RStudio“ specializuotas klimato duomenų bibliotekas, buvo sukurtas algoritmas, optimizuojantis visas duomenų transformacijos operacijas, reikalingas vėjo duomenų parengimui ir skaičiavimams. Sukurtas algoritmas yra pateiktas laisvojo kodo bibliotekoje *GitHub*.

Ginamieji teiginiai

1. Istoriniu laikotarpiu vėjo jėgainių pagaminamos energijos potencialas mažėjo visuose Lietuvos regionuose.
2. Vėjo energijos potencialui ateityje palankiausias yra klimato kaitos požiūriu yra RCP2.6 scenarijus, rodantis, jog šio amžiaus pabaigoje vėjo greitis didės ir pasieks buvusį 1990 metais, o mažiausiai palankus – RCP4.5 scenarijus, kurio analizė parodė nuoseklų vėjo greičio mažėjimą.
3. Urbanizuotos teritorijos bei kintantis klimatas mažina dienų skaičių, tinkamų vėjo energijos generavimui.
4. Plėtojant vėjo energetiką visoje įstatymais ir kitais teisės aktais leistinoje Lietuvos teritorijoje būtų galima pasigaminti daugiau elektros energijos nei yra dabartinis metinis šalies poreikis.
5. Vėjo elektros energijos gamybos modelis, kuriame vertinamos skirtingos urbanistinės aplinkos sąlygos parodė, kad miestų plėtra jėgainės aplinkoje sąlygoja staigų (15–24 %) vėjo greičio sumažėjimą vien per pirmus 5 metus nuo urbanizacijos pradžios.
6. Neigiama urbanizacijos didėjimo ir klimato kaitos įtaka vėjo energijos gamybai yra iki 40 % didesnė nei vien tik klimato kaitos.

Darbo aprobavimas

Disertacijoje pateikiama medžiaga buvo paskelbta 2 straipsniuose žurnaluose, įtrauktuose į „Clarivate Analytics“ duomenų bazę „Web of Science Core Collection“, taip pat 1 straipsnyje žurnale, įtrauktame į „Scopus“ duomenų bazę, parengti ir pristatyti pranešimai 4 tarptautinėse konferencijose.

Disertacijos struktūra

Disertaciją sudaro įvadas, 6 skyriai, išvados ir literatūros sąrašas. Darbo apimtis – 172 puslapiai, 74 pav., 14 lentelėių ir 190 panaudotų literatūros šaltinių.

2. LITERATŪROS APŽVALGA

2.1. Energetikos pokyčių apžvalga

Bėgant metams, elektros energijos paklausa ir gamyba pasauliniu mastu smarkiai keitėsi, o tam įtakos turėjo daugybė veiksnių. XIX a. ir XX a. pradžioje elektra daugiausia buvo naudojama apšvietimui ir ribotai pramonėje. Tuo metu ir elektros energijos paklausa, ir gamyba buvo palyginti nedidelė dėl riboto elektros infrastruktūros ir prietaisų prieinamumo. Elektrinės, daugiausia naudojusios iškastinį kurą, pavyzdžiui, anglį ir naftą, buvo mažesnės ir mažiau efektyvios, palyginti su šiuolaikiniais standartais [1], [2].

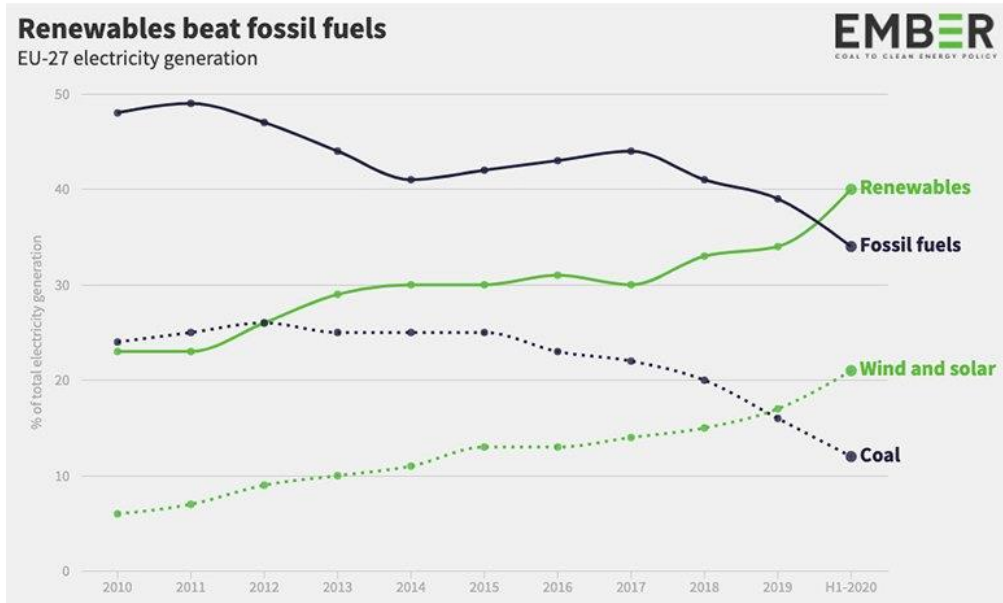
Artėjant XX a. viduriui, atsiradus elektriniams prietaisams ir didėjant industrializacijai, elektros energijos poreikis ėmė nuolat augti. Vėjo jėgainės ėmė didėti ir tapti efektyvesnės, kaip energijos šaltinį daugiausia naudodamos anglį, o vėliau – gamtines dujas. Be to, išpopuliarėjo hidroelektrinės, ypač tuose regionuose, kuriuose buvo gausu vandens išteklių, ir tai prisidėjo prie bendro elektros energijos gamybos augimo [3], [4].

Nuo 1970 iki 1990 elektros energijos paklausa sparčiai augo, ją skatino gyventojų skaičiaus didėjimas ir elektros prietaisų plitimas namų ūkiuose ir pramonėje. Šiuo laikotarpiu keliose šalyse branduolinė energija taip pat tapo svarbiu elektros energijos gamybos šaltiniu. Tačiau pradėjo kilti susirūpinimas dėl saugos ir atliekų tvarkymo, todėl kilo debatai ir diskusijos dėl branduolinės energetikos ateities [5], [6].

XX a. pabaigoje ir XX a. ketvirtajame dešimtmetyje energijos suvartojimas pasaulyje pastebimai išaugo dėl spartaus ekonomikos augimo, ypač besivystančiose šalyse. Anglis išliko dominuojančiu elektros energijos gamybos šaltiniu dėl jos gausos ir įperkamumo. Tačiau didėjantis susirūpinimas dėl aplinkosaugos ir vis didesnis supratimas apie klimato kaitą paskatino vis daugiau dėmesio skirti švaresnėms energijos alternatyvoms [7], [8].

Šiuo laikotarpiu pradėjo populiarėti atsinaujinantieji energijos šaltiniai (AEI), pavyzdžiui, vėjo ir saulės energija, nors jų indėlis į bendrą energijos rūšių derinį išliko palyginti nedidelis. Vyriausybės paskatos, technologinė pažanga ir mažėjančios sąnaudos atliko pagrindinį vaidmenį didinant atsinaujinančiosios energijos pajėgumus. Buvo dedamos pastangos integruoti atsinaujinančiąją energiją į esamus elektros tinklus, siekiant sumažinti priklausomybę nuo iškastinio kuro ir sumažinti išmetamų šiltnamio efektą sukeliančių dujų (ŠESD) kiekį [9]. 2010 elektros energijos paklausa toliau augo, nors kai kuriose išsivysčiusiose šalyse dėl energijos vartojimo efektyvumo priemonių augimo tempas ėmė lėtėti. Šis dešimtmetis pasižymėjo dideliu atsinaujinančiosios energijos bumu – visame pasaulyje buvo daug investuojama į vėjo ir saulės energijos projektus. Su atsinaujinančiosios energijos technologijomis susijusios sąnaudos toliau mažėjo, todėl jos tapo vis konkurencingesnės už tradicinį iškastinį kurą. Tam tikruose regionuose anglies dalis elektros energijos gamyboje pradėjo mažėti iš dalies dėl griežtesnių aplinkosaugos taisyklių įgyvendinimo. Daugelis šalių nustatė ambicingus atsinaujinančiosios energijos naudojimo tikslus ir paskelbė ketinimus palaipsniui atsisakyti anglimi kūrenamų elektrinių. Be to,

daugėjant elektromobilių, atsirado papildomas elektros energijos poreikis įkrovimo infrastruktūrai, todėl dar labiau išryškėjo švarių ir tvarių energijos šaltinių poreikis [10], [11], [12].



1 pav. Iškastinio kuro ir atsinaujinančios energijos šaltinių naudojimas elektros energijos gamyboje [13]

Dabartinės elektros energijos paklausos ir gamybos tendencijos atspindi spartesnę perėjimą prie švaresnės energijos, kurį lemia išpareigojimai mažinti ŠESD išmetimą ir švelninti klimato kaitą. Atsinaujinančiosios energijos svarba ir toliau didėja, o anglis ir kitas iškastinis kuras vis atidžiau stebimas. Energijos kaupimo technologijos, pavyzdžiui, akumulatoriai, tapo svarbios, nes leidžia geriau integruoti nepastovius atsinaujinančius energijos šaltinius ir prisideda prie bendro elektros energijos tiekimo stabilumo. Be to, decentralizuotų energetikos sistemų, išmaniųjų tinklų ir skaitmeninių technologijų atsiradimas iš esmės pakeitė elektros energijos tiekimo ir paklausos valdymą. Šie pasiekimai suteikė vartotojams galimybę aktyviai dalyvauti energijos rinkoje, skatinant energijos vartojimo efektyvumą ir sudarant sąlygas veiksmingai integruoti paskirstytus atsinaujinančiuosius energijos išteklius [14].

Svarbu pažymėti, kad šių pokyčių tempas ir mastas skirtinguose regionuose skiriasi, nes svarbų vaidmenį atlieka energijos išteklių prieinamumas, vyriausybės politika ir infrastruktūros plėtra. Be to, COVID-19 pandemija turėjo trumpalaikį poveikį elektros energijos paklausai ir gamybai, nes keitėsi vartojimo įpročiai ir ekonominė veikla. Pasauliui ir toliau teikiant pirmenybę tvarumui ir kovojant su klimato kaita, elektros energijos paklausos ir gamybos trajektorija greičiausiai ir toliau

keisis, o atsinaujinančioji energija vaidins vis svarbesnį vaidmenį pasaulio energetikos kraštovaizdyje [15], [16], [17], [18].

Per pastaruosius metus Europos Sąjungoje (ES) išaugo elektros energijos paklausa ir gamyba, o vėjo energija vaidina lemiamą vaidmenį. Nuo 2021 m. ES bendras elektros energijos suvartojimas siekė maždaug 2800 TWh per metus ir, palyginti su ankstesniais dešimtmečiais, nuolat augo [19].

Dar XXI amžiaus pradžioje vėjo energijos ES elektros energijos balanse beveik nebuvo – ji sudarė mažiau nei 1 % visos elektros energijos gamybos. Tačiau dėl didelių investicijų ir politinės paramos įrengtoji vėjo energijos galia sparčiai išaugo. Iki 2020 m. pabaigos ES bendras vėjo energijos pajėgumas viršijo 220 gigavatų (GW), todėl ES yra pirmaujantis regionas pasaulyje pagal vėjo energijos įrenginius. Palyginti su 2000 m., kai vėjo elektrinių pajėgumai siekė vos 3 GW, šis rodiklis gerokai išaugo. Spartus vėjo energijos įrenginių augimas lėmė reikšmingus pokyčius ES elektros energijos gamyboje. 2020 m. vėjo energija sudarė apie 15 % visos ES elektros energijos gamybos, o tai yra ženklus padidėjimas, palyginti su 2000 m., kai ji sudarė mažiau nei 2 %. Šis vėjo energijos gamybos padidėjimas išstūmė nemažą dalį iškastiniu kuru pagrįstos elektros energijos gamybos ir prisidėjo prie anglies dioksido išmetimo sumažinimo daugiau kaip 250 mln. metrinių tonų per metus [9], [19], [20], [21], [22].

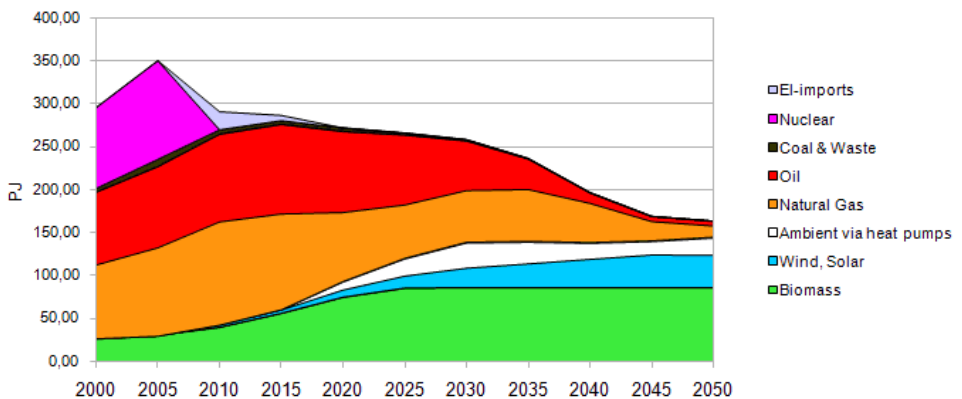
ES įsipareigojimas naudoti atsinaujinančiąją energiją, ypač vėjo energiją, buvo sustiprintas nustatant plataus užmojo tikslus. Atsinaujinančiųjų išteklių energijos direktyvoje nustatytas privalomas tikslas, kad iki 2030 m. ES iš atsinaujinančiųjų išteklių suvartotų bent 32 % energijos. Be to, ES užsibrėžė tikslą iki 2030 m. padidinti jūros vėjo energijos pajėgumus bent iki 60 GW, o tai dar labiau skatina vėjo energijos plėtrą regione [21], [23].

Vėjo energetikos plėtrai ES didelę reikšmę turėjo technologinė pažanga. Patobulintos turbinų konstrukcijos, didesni rotorių skersmenys ir didesnis efektyvumas padėjo padidinti pajėgumo koeficientus ir elektros energijos gamybą iš vėjo jėgainių. Be to, bėgant metams vėjo energijos sąnaudos labai sumažėjo, o vėjo energija sausumoje tapo vienu iš ekonomiškiausių elektros energijos šaltinių daugelyje ES šalių [24], [25].

Žvelgiant į ateitį, vėjo energetika gali vaidinti dar svarbesnį vaidmenį ES energetikoje. Europos Komisijos 2030 m. klimato kaitos tikslų plane siekiama, kad iki 2030 m. atsinaujinančiųjų išteklių, įskaitant vėjo energiją, dalis ES suvartojamoje elektros energijoje sudarytų ne mažiau kaip 55 %. Ateinančiais metais vėjo energijos pajėgumų plėtrą skatins jūroje vykdomi vėjo energijos projektai ir toliau diegiami sausumos vėjo energijos įrenginiai. Galima teigti, kad Europos Sąjungoje padaryta didelė pažanga elektros energijos paklausos ir gamybos srityje, kurią daugiausia lėmė spartus vėjo energijos augimas. Didėjant įrenginių skaičiui, mažėjant sąnaudoms ir vykdamt palankią politiką, vėjo energija tapo svarbiu ir esminiu ES pereinamojo laikotarpio atsinaujinančiosios energijos sektoriaus elementu. Kadangi ES ir toliau siekia tvarios ir anglies dioksido išmetimą mažinančios ateities, vėjo energetika bus labai svarbi tenkinant regiono elektros energijos poreikį ir kartu gerokai sumažinant išmetamų šesd kiekį [26].

Per pastaruosius metus Lietuvoje įvyko įspūdingi elektros energijos paklausos ir gamybos pokyčiai, o vėjo energetikai teko pagrindinis vaidmuo formuojant šalies energetikos kraštovaizdį. Anksčiau Lietuva, siekdama patenkinti elektros energijos poreikį, labai pasikliovė tradicinėmis iškastinio kuro elektrinėmis [27], tačiau šalis pripažino vėjo energijos potencialą ir pradėjo plėtoti vėjo energetikos sektorių. Nuo 2021 m. bendras Lietuvos elektros energijos suvartojimas siekė maždaug 10 TWh per metus ir, palyginti su ankstesniais dešimtmečiais, nuolat augo.

Lithuanian Primary Energy Supply



2 pav. Energijos šaltiniai Lietuvoje [27]

Lietuvos kelionė vėjo energetikos srityje prasidėjo šio šimtmečio pirmajame dešimtmetyje, skatinama palankios politikos ir patrauklių investicijų [28]. Šalyje buvo įdiegti supirkimo tarifai ir kiti vėjo energetikos plėtrą skatinantys mechanizmai, todėl palaipsniui plėtėsi vėjo jėgainių įrengimas. Bėgant metams Lietuvos vėjo energijos pajėgumai gerokai išaugo. Iki 2020 m. pabaigos šalyje buvo įrengta daugiau kaip 500 megavatų (MW) vėjo elektrinių galia, t. y. gerokai daugiau nei 2000 m., kai buvo įrengta vos 5 MW vėjo elektrinių galia.

Vėjo energijos integravimas į Lietuvos elektros energijos gamybos balansą yra reikšmingas pasiekimas. Vėjo energetika tapo pagrindiniu šaltiniu, kuris 2020 m. sudarė apie 18 % visos šalyje pagaminamos elektros energijos [28]. Tai yra gerokai daugiau, palyginti su mažiau nei 1 % dalimi šio amžiaus pirmaisiais vėjo energetikos plėtros metais. Nuolatinis vėjo energijos gamybos augimas leido Lietuvai sumažinti priklausomybę nuo tradicinio iškastinio kuro gamybos, todėl anglies dioksido išmetimas sumažėjo daugiau kaip 1 mln. tonų per metus.

Lietuvos įsipareigojimas plėtoti atsinaujinančiąją energiją ir vėjo energetiką atitinka jos energetinės nepriklausomybės ir ŠESD emisijos mažinimo tikslus. Šalis siekia, kad iki 2030 m. atsinaujinančiųjų išteklių energijos, įskaitant vėjo energiją, dalis sudarytų 45 % visos suvartojamos energijos. Šis plataus užmojo tikslas pabrėžia

Lietuvos pasiryžimą pereiti prie tvarios ir mažai anglies dioksido į aplinką išskiriančios energetikos ateities [29].

Žvelgiant į ateitį, Lietuvos vėjo energetika turi daug žadančių ateitį. Šalis yra numaciusi planus toliau plėsti vėjo energijos pajėgumus, ypatingą dėmesį skirdama Baltijos jūros priekrantės vėjo jėgainių parkams. Apskaičiuota, kad Lietuvos teritoriniuose vandenyse esantis jūros vėjo potencialas yra didelis ir suteikia galimybių įgyvendinti didesnio masto vėjo projektus. Jūros vėjo jėgainių parkų plėtra ne tik prisidės prie šalies atsinaujinančiosios energijos tikslų įgyvendinimo, bet ir sukurs naujų darbo vietų bei rems vietos tiekimo grandinės augimą [30].

Lietuvoje stebėtinai elektros energijos paklausa ir gamybos pokytis, kurį lėmė vėjo energetikos plėtra. Didėjant vėjo energijos pajėgumams, Lietuva padarė didelę pažangą mažindama priklausomybę nuo iškastinio kuro, skatindama atsinaujinančiąją energiją ir siekdama energetinės nepriklausomybės. Įgyvendindama palankią politiką, technologinę pažangą ir įsipareigojimą siekti tvarumo, Lietuva yra pasirengusi išnaudoti visą vėjo energijos potencialą ir prisidėti prie ekologiškesnės ir atsparesnės energetikos sistemos kūrimo [31].

2.2. Vėjo greičio prognozės klimato kaitos kontekste

Tarpvyriausybė klimato kaitos komisija (TKKK) atlieka svarbų vaidmenį atliekant mokslinius klimato kaitos vertinimus, įskaitant vėjo greičio prognozes. Integruodama klimato modelių, stebėjimo duomenų ir mokslinės literatūros duomenis, TKKK atlieka išsamias analizes, kad įvertintų klimato būklę ir pateiktų įžvalgas apie ateities klimato scenarijus [32].

Savo vertinimo ataskaitose TKKK pateikia prognozuojamus vėjo greičio pokyčius, pagrįstus skirtingais tipiniais koncentracijos keliais (RCP), kurie atspindi skirtingas ŠESD išmetimo trajektorijas. Šios prognozės parengtos remiantis sudėtingais pasaulio klimato modeliais, kuriuose atsižvelgiama į sudėtingą atmosferos dinamikos, regioninių klimato dėsnų ir pasaulio klimato kaitos sąveiką [24], [33].

TKKK vėjo greičio prognozės rodo, kad dėl klimato kaitos greičiausiai keisis vėjo pobūdis ir greitis, nors ir su teritoriniais skirtumais įvairiuose regionuose. Pavyzdžiui, dėl klimato kaitos padidėjusi paviršiaus temperatūra gali paveikti atmosferos slėgio gradientus, todėl tam tikrose vietovėse gali pakisti vėjo pobūdis ir greitis. Be to, didelio masto klimato reiškinių pokyčiai, pavyzdžiui, vandens srovių padėtis arba slėgio sistemų pokyčiai, taip pat gali turėti įtakos vėjo greičio pasiskirstymui ir intensyvumui skirtinguose regionuose [24].

Vėjo greičio prognozėms būdingas neapibrėžtumas, atsirandantis dėl tokių veiksnių kaip klimato modelių skiriamoji geba, vietinių ypatybių atspindėjimas ir būsimo emisijų scenarijų bei klimato sistemos reakcijos neapibrėžtumas. TKKK pripažįsta šiuos neapibrėžtumus ir, siekdama apimti galimus rezultatus, pateikia prognozuojamų pokyčių intervalą [33].

Siekiant padidinti vėjo greičio prognozių tikslumą, šiuo metu atliekami moksliniai tyrimai, kuriais siekiama tobulinti klimato modelius, gerinti mažesnio

mastelio nustatymo metodus ir įtraukti papildomus stebėjimo duomenis. Tai leidžia geriau suprasti regioninę klimato dinamiką ir jos įtaką vėjo modeliams [34].

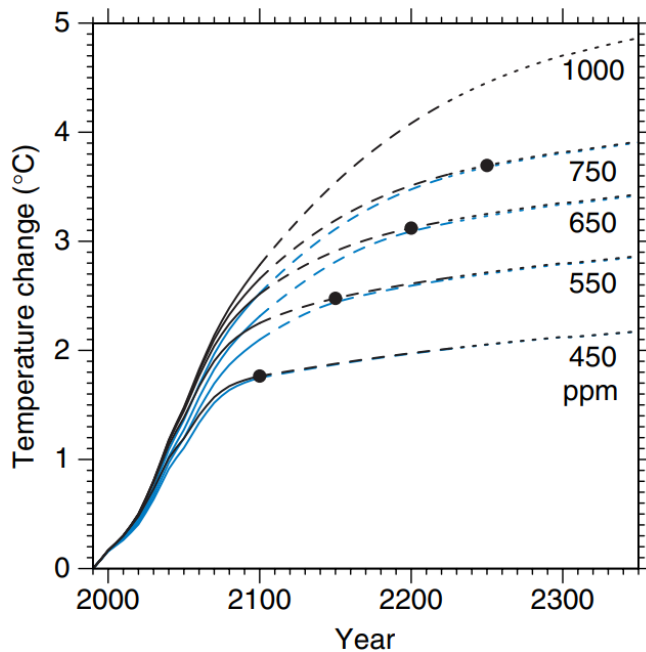
TKKK vertinimai ir vėjo greičio pokyčių prognozės yra vertingi šaltiniai politikos formuotojams, mokslininkams ir suinteresuotosioms šalims, dalyvaujančioms planuojant ir plėtojant vėjo energijos projektus. Atsižvelgdami į mokliškai pagrįstas TKKK prognozes, sprendimų priėmėjai gali geriau įvertinti galimą klimato kaitos poveikį vėjo ištekliams, informuoti apie strateginę energetikos planavimą ir skatinti tvarių ir atsparių energetikos sistemų diegimą [35].

Griežtuose TKKK vertinimuose pateikiamos mokliškai pagrįstos prognozės dėl vėjo greičio pokyčių reaguojant į klimato kaitą. Šiose prognozėse atsižvelgiama į daugybę veiksnių, įskaitant ŠESD išmetimo scenarijus, klimato modelius ir regioninę klimato dinamiką. Nors neaiškumų išlieka, TKKK vertinimai padeda suprasti, kaip vėjo greitis gali keistis kintant klimatui, ir padeda priimti pagrįstus sprendimus siekiant tvarios ir klimato kaitai atsparios vėjo energijos plėtros.

TKKK pateiktos prognozės laikomos pranašesnėmis už kitus prognozavimo metodus, nes jose pateikiami išsamūs vertinimai, atsižvelgiama į pasaulines perspektyvas, daugybę ŠESD išmetimo scenarijų, griežtą tarpusavio vertinimo procesą, reguliarų atnaujinimą remiantis naujomis mokslo žiniomis ir gebėjimą atspindėti ilgalaikį pasaulinio masto poveikį. Šie veiksniai prisideda prie TKKK prognozių mokslinio patikimumo, todėl jos yra tinkamiausias pasirinkimas siekiant suprasti vėjo greičio pokyčius kintant klimatui.

Tipiniai koncentracijos keliai (*angl.* Representative Concentration Pathways, RCP) – tai TKKK naudojami scenarijai, pagal kuriuos vaizduojami skirtingi ŠESD koncentracijos atmosferoje lygiai. Trys plačiausiai nagrinėjami RCP yra RCP2.6, RCP4.5 ir RCP8.5 [33], [36].

RCP2.6 atitinka mažo ŠESD išmetimo scenarijų, kuriuo siekiama iki šio šimtmečio pabaigos apriboti pasaulinį atšilimą, kad jis neviršytų 2 °C, palyginti su ikipramoninio laikotarpio lygiu. Jame numatyta, kad ŠESD išmetimas pasieks aukščiausią lygį apie 2020 m., o iki 2100 m. sumažės iki maždaug 490 milijoninių dalių (ppm) anglies dioksido ekvivalento. RCP2.6 numato plataus užmojo klimato kaitos švelninimo pastangas, didelį atsinaujinančiųjų energijos šaltinių naudojimą ir reikšmingą klimato politikos priemonių priėmimą [33], [36].



3 pav. Anglies dioksido milijoninių dalių (ppm) ekvivalento ir temperatūros pokyčiai klimato kaitos kontekste [37]

RCP4.5 – tai tarpinis ŠESD išmetimo scenarijus. Jis numato nuosaikias klimato kaitos švelninimo pastangas, o išmetamųjų teršalų kiekis pasieks aukščiausią lygį apie 2040 m., o vėliau palaipsniui mažės. Pagal RCP4.5 prognozuojama, kad iki 2100 m. anglies dioksido ekvivalento koncentracija atmosferoje pasieks apie 540 ppm, o temperatūra iki šimtmečio pabaigos padidės maždaug 2,4 °C. Pagal šį scenarijų reikia imtis reikšmingų veiksmų, kad būtų sumažintas išmetamųjų teršalų kiekis ir pereita prie švaresnių energetikos sistemų [38].

RCP8.5 – tai didelio ŠESD kiekio scenarijus. Pagal jį numatoma, kad išmetamųjų ŠESD kiekis didės visą XXI amžių, jei nebus imtasi didelių klimato kaitos švelninimo priemonių. Pagal RCP8.5 prognozuojama, kad iki 2100 m. anglies dioksido ekvivalento koncentracija atmosferoje viršys 1370 ppm. Dėl šios tendencijos labai padidės temperatūra – prognozuojama, kad iki amžiaus pabaigos pasaulinė temperatūra atšils maždaug 4,8 °C. RCP8.5 pabrėžia, kad norint išvengti sunkių padarinių būtina skubiai imtis plataus užmojo klimato kaitos švelninimo priemonių [39], [40].

Šie RCP yra naudingi įrankiai, padedantys suprasti galimas skirtingų ŠESD išmetimo būdų pasekmes. Jos padeda mokslininkams, politikos formuotojams ir suinteresuotiesiems subjektams įvertinti galimų pasekmių spektrą ir kurti strategijas, kaip sušvelninti klimato kaitą ir prisitaikyti prie jos poveikio. Tačiau svarbu pripažinti, kad tikslios su kiekvienu RCP susijusios pasekmės yra neapibrėžtos ir priklauso nuo įvairių veiksnių, pavyzdžiui, technologinės pažangos, socialinių ir ekonominių pokyčių ir politinių sprendimų.

Pagal RCP2.6, kuris atitinka mažo ŠESD išmetimo trajektoriją, vėjo greičio prognozės rodo santykinai stabilius modelius su minimaliais pokyčiais. RCP2.6 numatytas ribotas išmetamųjų teršalų kiekis ir platus atsinaujinančiųjų energijos šaltinių diegimas prisideda prie stabilesnio klimato, todėl vėjo greičio svyravimai yra nedideli. Vidutiniškai prognozuojami vėjo greičio pokyčiai iki XXI a. vidurio svyruoja nuo -2% iki $+2\%$, o iki šimtmečio pabaigos – nuo -4% iki $+5\%$ [41], [38], [42].

Pagal RCP4.5 scenarijų, t. y. vidutinio ŠESD išmetimo scenarijų, pagal kurį klimato kaitos švelninimo pastangos bus nedidelės, vėjo greičio prognozės yra įvairesnės. Nors kai kuriuose regionuose vėjo greitis gali šiek tiek padidėti arba sumažėti, tikimasi, kad bendri pokyčiai bus palyginti nedideli. Prognozuojama, kad vėjo greičio pokyčiai pagal RCP4.5 scenarijų iki XXI a. vidurio gali svyruoti nuo -5% iki $+5\%$, o iki šimtmečio pabaigos – nuo -6% iki $+8\%$, priklausomai nuo konkretaus regiono ir vietos klimato dinamikos [43], [44].

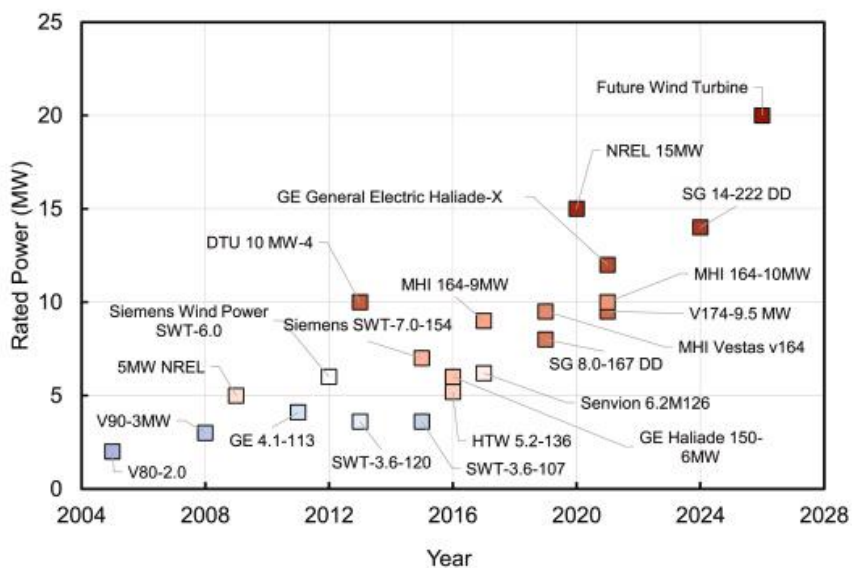
Tuo tarpu RCP8.5 – tai didelio ŠESD išmetimo scenarijus, pagal kurį klimato kaitos švelninimo pastangos yra ribotos. Pagal šią trajektoriją vėjo greičio prognozės rodo didesnius pokyčius. Didėjanti ŠESD koncentracija lemia didelius atmosferos dinamikos pokyčius, dėl kurių keičiasi vėjo pobūdis ir greitis. Prognozuojama, kad vėjo greičio pokyčiai pagal RCP8.5 gali svyruoti nuo -5% iki $+10\%$ iki XXI a. vidurio ir nuo -6% iki $+14\%$ iki amžiaus pabaigos, priklausomai nuo geografinės vietovės ir vietos klimato ypatybių [45], [38].

Svarbu pažymėti, kad šioms vėjo greičio prognozėms būdingas neapibrėžtumas, atsirandantis dėl klimato modelių sudėtingumo ir iššūkių, susijusių su tiksliu vietinių vėjo modelių prognozavimu. Vėjo greičio pokyčiams konkrečiose vietovėse gali turėti įtakos ir tokie veiksniai kaip regioninė topografija, žemės naudojimo pokyčiai ir atmosferos cirkuliacijos modeliai.

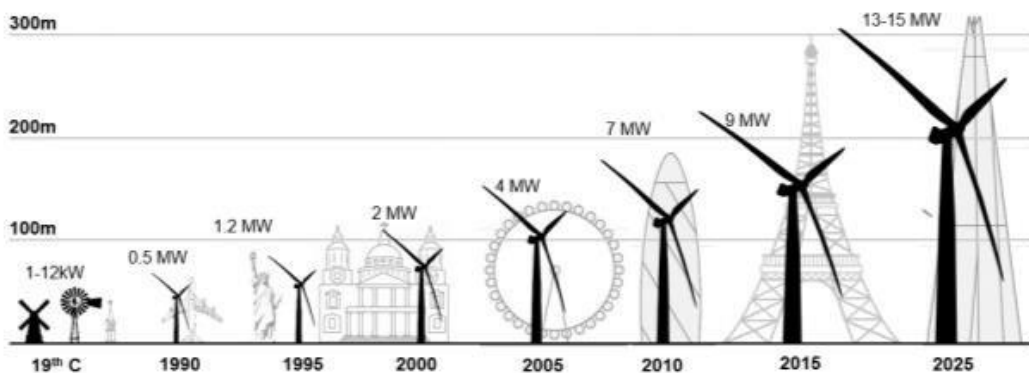
2.3. Vėjo elektrinių tipai ir jų klasifikacija

2.3.1. Vėjo elektrinių technologijų įvairovė

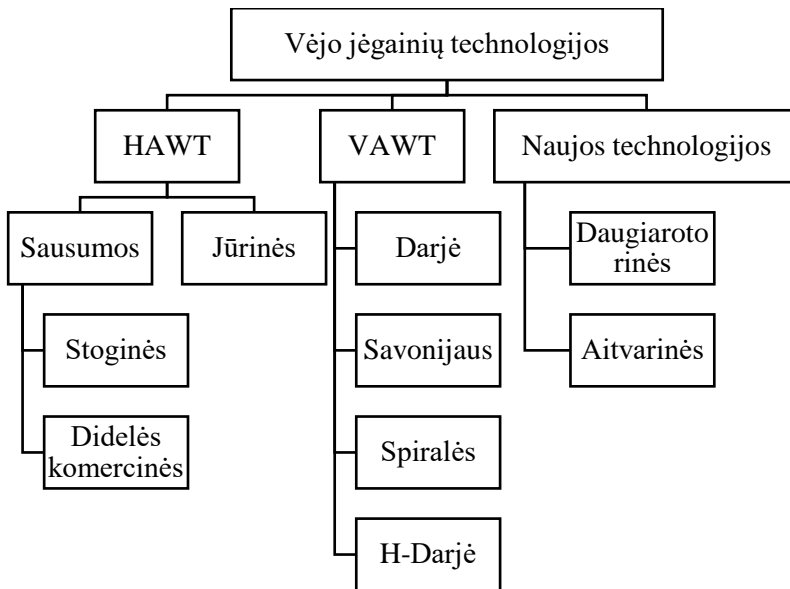
Per pastaruosius dešimtmečius vėjo elektrinės smarkiai pasikeitė. Padidėjo jų nominali galia, skersmuo, aukštis. Palyginus paskutiniajame XX amžiaus dešimtmetyje gamintas ir šiuolaikines vėjo elektrines, galima pastebėti, jog jų aukštis pasikeitė apie 4 kartus, o nominali galia padidėjo iki 30 kartų (1 ir 2 paveikslai). Tokį pokytį lėmė išaugęs elektros energijos poreikis bei noras išvengti didelių klimato pokyčių. Kalbant apie vėjo energijos surinkimą ir elektros energijos gamybą, jėgainės svoris didėja rotoriaus spindulio kubu, o jėgainės galia – kvadratu [39]. Tai reiškia, kad svoris ir sąnaudos auga kur kas greičiau nei kad didėja vėjo jėgainės galia [40].



4 pav. Vėjo elektrinių nominalios galios pokytis nuo 2004 [46]



5 pav. Vėjo jėgainių dydžio ir galios evoliucija [47]



6 pav. Vėjo jėgainių tipai [25]

2.3.2. Horizontalios ašies vėjo elektrinės

Horizontalios ašies vėjo jėgainės (HAWT) – tai plačiai naudojamos vėjo jėgainės, kurios naudoja vėjo energiją elektros energijai gaminti. Jas sudaro rotorius su dviem ar daugiau menčių, sumontuotų ant bokšto, kad rotorius būtų nukreiptas į vyraujantį vėją. HAWT turi keletą privalumų ir trūkumų, į kuriuos verta atsižvelgti. Tokių jėgainių pagrindiniai privalumai:

- Efektyvumas. HAWT yra žinomi dėl didelio efektyvumo verčiant vėjo energiją į elektros energiją. Jų naudingumo koeficientas gali būti 40 % arba didesnis, todėl jos yra ekonomiškai efektyvus atsinaujinančiosios energijos šaltinis.
- Laiko patikrinta technologija. HAWT buvo plačiai plėtojamos ir diegiamos visame pasaulyje, todėl tai yra brandi ir patikima technologija. Tai leidžia lengviau atlikti techninę priežiūrą ir įsigyti atsarginių dalių.
- HAWT galima įsigyti įvairių dydžių – nuo mažų jėgainių, tinkamų naudoti gyvenamuosiuose namuose, iki didelių, skirtų komerciniams vėjo jėgainių parkams. Toks pritaikomumas leidžia lanksčiai tenkinti skirtingus energijos poreikius.
- Gerai pritaikytos didesniai vėjo greičiui. HAWT paprastai yra efektyvesnės esant didesniai vėjo greičiui, todėl jos tinka vietoms, kuriose yra pastovūs ir stiprūs vėjo ištekliai, pavyzdžiui, pakrančių teritorijoms arba atviroms lygumoms [48], [49], [49], [50], [51], [52].

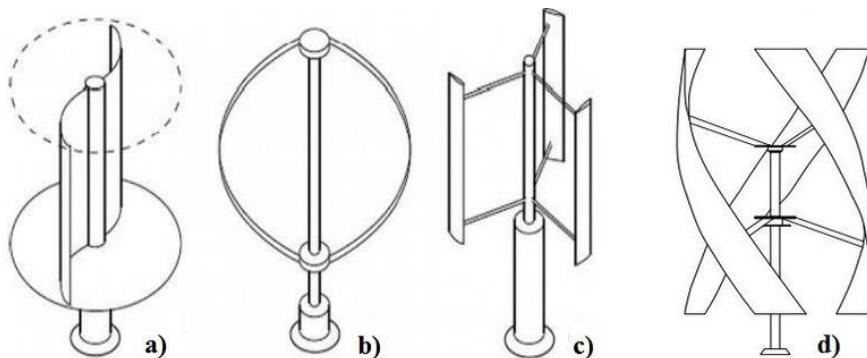
Tačiau kaip ir bet kuri kita technologija, HAWT turi ir trūkumų:

- Erdvės reikalavimai. HAWT jėgainėms įrengti reikia daug vietos, ypač didelėms jėgainėms. Tai gali būti apribojimas tankiai apgyvendintose vietovėse arba vietovėse, kuriose yra nedaug laisvos žemės.
- Vėjo krypties priklausomybė. Norint, kad HAWT veiktų optimaliai, jos turi būti orientuotos pagal vyraujančią vėjo kryptį. Jei vėjo kryptis yra labai nepastovi arba turbulentinė, tai gali turėti neigiamos įtakos jėgainės efektyvumui ir bendrai gaminamai energijai.
- Paukščių ir šikšnosparnių susidūrimai. HAWT gali kelti pavojų paukščiams ir šikšnosparniams. Tačiau tinkami vietos parinkimo tyrimai ir projektavimo aspektai gali padėti sumažinti šią riziką, nes vengiama svarbių migracijos kelių arba naudojamos pažangios stebėjimo sistemos, kad jėgainės būtų išjungtos, kai netoliese yra saugomų rūšių.
- Techninė priežiūra ir remontas. HAWT jėgainės dėvosi dėl besisukančių komponentų ir aplinkos poveikio. Gali prireikti reguliarios techninės priežiūros ir atsitiktinio remonto, o tai gali padidinti eksploatacines išlaidas.
- Estetinės problemos. Kai kurie žmonės mano, kad didelių vėjo jėgainių vizualinis poveikis yra nepriimtinas, ypač jei jos stovi vaizdingose ar kultūriniu požiūriu svarbiose vietovėse. Visuomenės suvokimas ir pritarimas gali skirtis priklausomai nuo vietos ir bendruomenės dalyvavimo [48], [49], [49], [50], [51], [52].

2.3.3. Vertikalios ašies vėjo elektrinės

Vertikalios ašies vėjo jėgainės (VAWT), yra tokios jėgainės, kurios turi vertikalų rotoriaus veleną ir mentes, kurios sukasi aplink vertikalią ašį. Pastarosios dar yra skirstomos į smulkesnius pogrupius pagal veikimo principą. Tai gali būti Savonijaus, Darjė, H-Darjė bei spiralės tipo VAWT (3 pav.). Pastebėtina, kad šio tipo vėjo jėgainės yra mažiau jautrios turbulentiems vėjo sąlygoms. Taip pat, jos turi ir daugiau privalumų, lyginant su įprastomis VAWT [53], [54]:

- mažesnis triukšmo lygis dėl mažesnio rotoriaus menčių greičio tam tikro skersmens periferijoje;
- nėra vėjo kelio įrangos, pavyzdžiui, posvyrio mechanizmų ir (arba) variklių;
- dėl trimatės konstrukcijos architektūrinė integracija su pastatais yra paprasta [49].



7 pav. Vertikalios ašies vėjo jėgainės: a) Savonijaus; b) Darjė; c) H-Darjė; d) spiralės tipo [55]

Tokio tipo jėgainės turi nemažai privalumų:

- Visakryptė orientacija vėjo atžvilgiu. VAWT gali „sugauti“ bet kurios krypties vėją, todėl jie tinka vietovėse, kur vėjas yra nepastovus arba turbulentinis.
- Erdvę taupantis dizainas. Dėl vertikalios VAWT orientacijos užima mažesnę plotą, todėl idealiai tinka miestuose ar ribotoje aplinkoje, kur vietos nedaug.
- Galimybė sumažinti triukšmo emisiją. VAWT paprastai skleidžia mažiau triukšmo, palyginti su HAWT, todėl jos tinka triukšmui jautriose vietose, pavyzdžiui, gyvenamuosiuose rajonuose.
- Prieiga nuo žemės paviršiaus, kad būtų galima atlikti techninę priežiūrą: Dėl vertikalios VAWT konstrukcijos lengviau pasiekti turbinos komponentus, todėl lengviau atlikti patikrą, techninę priežiūrą ir remontą.
- Estetinis vaizdas. Kai kurie žmonės mano, kad VAWT išvaizda yra vizualiai patrauklesnė nei HAWT, o tai gali būti naudinga tam tikroje aplinkoje arba siekiant bendruomenės pritarimo [52].

Tačiau VAWT tipo jėgainės turi ir trūkumų:

- Mažesnis efektyvumas. Tai reiškia, kad, norint sukurti panašią galią, reikia didesnio rotorius dydžio.
- Galimas techninės priežiūros sudėtingumas. VAWT konstrukcijos sudėtingumas. Dėl daugybės judančių dalių ir skirtingos menčių apkrovos gali padidėti techninės priežiūros dažnumas ir mechaninių gedimų tikimybė.
- Konstrukciniai iššūkiai. Vertikali rotorius orientacija gali lemti netolygų įtempimų pasiskirstymą ant menčių, todėl gali kilti struktūrinių problemų ir sumažėti patikimumas.

- Ribotas dydis. VAWT gali susidurti su apribojimais didinant jų dydį ir galią, kad būtų galima gaminti daugiau elektros energijos, nes sunku išlaikyti struktūrinį vientisumą ir efektyvų veikimą esant didesniai dydžiui. Todėl tokios jėgainės galia dažniausiai siekia vos keliolika kilovatų.
- Ribota pramonės plėtra. Vėjo energijos pramonėje daugiausia dėmesio skiriama gerai išvystytoms horizontalios ašies jėgainėms, todėl yra mažiau VAWT galimybių ir mažiau subrendusi VAWT technologijos rinka [52].

2.3.4. Daugiarotorinės vėjo elektrinės

Dar vienas iš horizontalios ašies dizaino tipų elektrinių – turinčios daugiau nei vieną rotorių (8 pav.). Tokios jėgainės yra vadinamos daugiarotorinėmis (angl. multi-rotor, MRWT) [40]. Šiuo konstrukciniu principu siekiama padidinti vėjo jėgainės galią, kartu išlaikant kompaktišką plotą. Užuoat naudojus vieną didelį rotorių, kelių rotorių jėgainėse vėjo sugavimo plotas paskirstomas keliems mažesniems rotoriams [56].

MRWT koncepcija turi keletą potencialių privalumų. Vienas iš pagrindinių privalumų – didesnis energijos gamybos potencialas. Elektrinės su keliais rotoriais gali „sugauti“ vėjo energiją skirtingais kampais ir kryptimis, taip padidindamos bendrą vėjo veikiamą plotą. Toks paskirstytas metodas gali padidinti jėgainės gebėjimą išnaudoti turimus vėjo išteklius ir gaminti daugiau elektros energijos. Be to, kelių rotorių vėjo jėgainių bendras svoris gali būti mažesnis, o atskirų komponentų mechaninė apkrova mažesnė, palyginti su vieno rotoriaus jėgainėmis. Dėl to gali padidėti patikimumas ir potencialiai sumažėti techninės priežiūros reikalavimai [56].

Daugiarotorinės jėgainės gali būti suprojektuotos su skirtingomis rotorių konfigūracijomis. Pavyzdžiui, rotoriai gali būti išdėstyti vienas ant kito, kai kiekvienas rotorius yra vertikaliai virš kito. Taip pat rotoriai gali būti išdėstyti vienas šalia kito ir veikti nepriklausomai arba sujungti per bendrą veleną. Rotorių konfigūracijos pasirinkimas priklauso nuo įvairių veiksnių, įskaitant vietos sąlygas, vėjo charakteristikas ir pageidaujamą galią [57].

Svarbu pastebėti, kad tokios vėjo elektrinės vis dar yra mokslinių tyrimų ir plėtros sritis. Nors ši koncepcija yra perspektyvi, reikia išspręsti keletą techninių uždavinių, pavyzdžiui, rotorių sąveikos poveikį, valdymo strategijas ir konstrukcinius aspektus. Be to, vis dar tiriamas ir vertinamas kelių rotorių jėgainių ekonomiškumas ir praktiškumas, palyginti su kitų elektrinių konstrukcijomis.



8 pav. Daugiarotorinė vėjo jėgainė [40]

Mažų vėjo jėgainių tipai taip pat gali būti įvardinti pagal klases, remiantis IEC 61400-0.2-2013 standartu [58], [59].

1 lentelė. Vėjo jėgainių klasės, remiantis IEC 61400-0.2-2013 standartu [58], [59]

Parametrai	Vėjo jėgainių klasės			
	I	II	III	IV
V_{ref}^1 (m/s)	50,0	42,5	37,5	30,0
V_{vid}^2 (m/s)	10,0	8,5	7,5	6,0
$A^3 I15^4$ (-)	0,18	0,18	0,18	0,18
a	2	2	2	2

1 – V_{ref} – etaloninis vėjo greitis, kurio vidurkis apskaičiuojamas per 10 minučių.
 2 – V_{vid} – vidutinis metinis vėjo greitis vėjaračio aukštyje
 3 – $I15$ – būdingoji turbulencijos intensyvumo vėjaračio aukštyje vertė (vėjo greičio standartinio nuokrypio ir vidutinio vėjo greičio santykis), kai 10 min. vidutinis vėjo greitis yra 15 m/s.
 4 – „A“ – turbulencijos klasė, turinti bedimensinį nuolydžio parametą „a“.

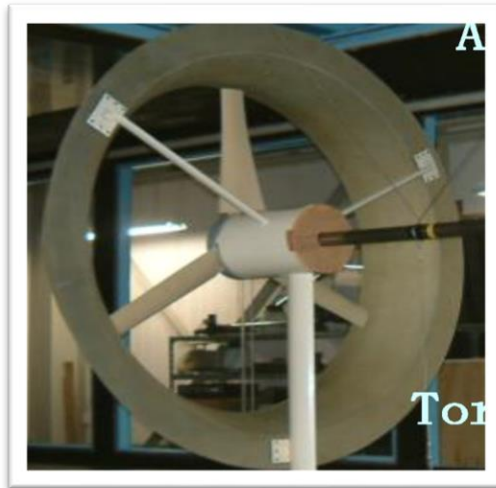
Skaičiuojama, kad MRWT vėjo jėgainės gali per metus pagaminti apie 1,5 % daugiau energijos nei tokios pat galios įprastinė HAWT [60], o tuo tarpu Savonijaus tipo VAWT padidėjimas gali siekti net 34 % [61]. Tokios jėgainės turi daugybę privalumų. Pirmiausia, pasirinkus MRWT dizainą, susidaro mažesnė menčių masė ir kaina, nes menčių svoris ir rotorius skersmuo didėja labiau nei galia. Taip pat yra mažesnė bendra rotorius ir gondolos mazgo (RNA) masė, dėl ko sumažėja ir transmisijos bei generatoriaus masė, o kartu ir visos jėgainės masė bei kaina. Kaip minėta anksčiau, tokios elektrinės naudingumas yra didesnis, kadangi kiekvienas

rotorius gali sukurti skirtingu greičiu. Jei tokio tipo elektrinė yra įrengta teisingai ir subalansuotai, sugedus vienam ar keliems rotoriams, jėgainės nebūtina stabdyti.

Tačiau MRWT jėgainė turi ir trūkumų. Jai pastatyti gali būti reikalingas atskiras rėmas, elektros pajungimo schema yra sudėtingesnė nei įprastoje vieno rotoriaus jėgainėje, pati jėgainė turi būti teisingai subalansuota, kad esant vieno ar kelių rotorių gedimui ji galėtų veikti ir toliau [62].

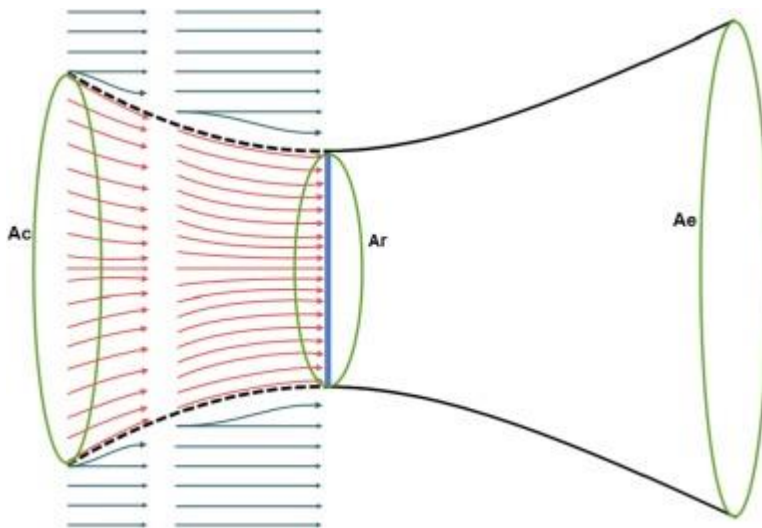
2.3.5. Vėjo jėgainių efektyvumo riba

Yra laikoma, kad vėjo jėgainės turi Betz'o efektyvumo ribą, nusakančią didžiausią įmanomą jėgainės galios koeficientą C_p bei siekiančią 16/27 arba 59,3 % [63], [64], [65]. Ši riba pasako, jog toks yra didžiausias vėjo elektrinės naudingumo koeficientas, kuris įprastinėse vėjo jėgainėse negali būti viršytas dėl mažėjančio oro srauto per rotoriaus plokštumą [64]. Vienas iš įprastų būdų padidinti vėjo turbinės našumą – naudoti ją gaubiantį difuzorių, kuris kartais šiuolaikinėse vėjo jėgainėse yra vadinamas vėjo lęšiu (5 pav.) [66].



9 pav. Difuzorius – vėjo lęšis [66]

Toks įprastos vėjo jėgainės papildymas gali suteikti reikšmingą naudą. Jei įprastos vėjo jėgainės galios koeficientas C_p siekia 0,37, tokios pat elektrinės, bet papildytos vėjo lęšiu C_p jau sieks apie 0,7 – 0,88 [66], [67]. Tuo tarpu pastebėta, kad VAWT tipo jėgainėse naudojant difuzorių energijos pagaminimas padidėja apie 9 % [61], [68], [69].



10 pav. Vėjo judėjimas lęšiu [64]. Ac – difuzoriaus plotas, Ar – rotoriaus plotas, Ae – difuzoriaus išėjimo plotas

2.4. Vėjo greičio analizavimo masteliai

Globalus. Vėjo klimato kintamumą nuo metų laikų iki dešimtmečių, horizontaliuoju mastu nuo dešimčių iki šimtų kilometrų, lemia pasauliniai veiksniai. Norint suprasti ir apibūdinti šį kintamumą, paprastai naudojamos pasaulinės analizės. Šios analizės ne tik suteikia vertingų žinių apie pasaulinius vėjo modelius, bet ir yra mezoskalės modelių įvesties ribinės sąlygos [70], [71].

Mezoskalė. Regioniniu lygmeniu mezoskalės procesai lemia orų reiškinius nuo 1 km iki kelių dešimčių kilometrų masteliu. Vėjo energetikai svarbūs įvairūs mezoskalės reiškiniai, įskaitant didelio mastelio topografiją, darančią įtaką horizontaliems vėjo greičio gradientams, išorinį vėjo poveikį, atsirandantį dėl perėjimo tarp sausumos ir jūros, ir žemo lygio sroves, kurios stabiliomis sąlygomis sukuria didelę vėjo slinktį. Siekiant suprasti ir prognozuoti šiuos reiškiniai, mezoskalės modeliai naudojami kaip įvesties duomenys mikrolygmens modeliams, pavyzdžiui, virtualiems stiebams, apibendrintiems vėjo klimatams, šoninėms ribinėms sąlygoms ir tūrinėms jėgoms (dar vadinamoms tendencijomis) [72], [73].

Microskalė lemia turbulencijos ir pagreitėjimo poveikį vietovės lygmeniu mažesniu nei kilometro masteliu. Poveikis vietoje priklauso nuo vietinių aukščio ir nelygumų pokyčių, kliūčių ir miško paklotės, taip pat nuo atmosferos ribinio sluoksnio (angl. atmospheric boundary layer, ABL) šiluminio susisluoksniavimo. Mikrolygmens poveikis ypač svarbus sudėtingoje vietovėje, kur susidaro tokie svarbūs reiškiniai kaip: srauto atsiskyrimas ir recirkuliacija, gravitacinės bangos, tarpeklio srautas, hidraulinis šuolis, kalnų ir slėnių vėjai ir kt. Mikrolygmeniu vėjo jėginių parko virpesių modeliai įterpiami į atmosferos srautų modelius, kad būtų

galima imituoti vidinius virpesių efektus, nuo kurių priklauso masyvo efektyvumas. [72], [73]

Šiame tyrime – pasirinkta mezoskalė, kadangi analizuojama šalies teritorija ir vietos, kuriose būtų galima pastatyti vėjo parką, taip pat kokią įtaką parkui turėtų didėjantis urbanizacijos lygis.

2.5. Ekstensyvios urbanizacijos ir vėjo greičio sąveika

2.5.1. Urbanizacijos lygiai

Urbanizacija – tai miestų ir miestelių augimo ir plėtros procesas, apimantis miestų teritorijose gyvenančių žmonių skaičiaus didėjimą ir miestų teritorijų plėtrą. Ji yra esminis ekonominės plėtros komponentas ir gali atnešti daug naudos, pavyzdžiui, daugiau galimybių įsidarbinti, geresnę infrastruktūrą ir galimybę naudotis paslaugomis. Urbanizacija taip pat siejama su aukštesniais gyvenimo standartais, didesne kultūrine įvairove ir didesniu socialiniu judumu [74]. Įprastai urbanistine aplinka yra vadinama aplinka, kurioje yra bet koks žmogaus sukurtas statinys, tačiau šiame tyrime energetiniai objektai (vėjo jėgainės) nėra priskiriamos urbanistinei aplinkai.

Teritorijų urbanizacijos lygiai gali būti skirtingi. Įprastai yra išskiriamos skirtingo lygio urbanizuotos teritorijos pagal vėjo greitį ir pobūdį.

1. Kaimo vietovės. Šiame urbanizacijos lygyje vėjo greitis paprastai būna didesnis ir pastovesnis nei miestuose, nes nėra aukštų pastatų ir kitų statinių, galinčių sukelti turbulenciją. Vėjo jėgainės galima įrengti kaimo vietovių vietose, kuriose vėjo greitis didelis, kad būtų gaminama kuo daugiau elektros energijos. Tačiau vėjo jėgainės taip pat gali susidurti su sunkumais, pavyzdžiui, kai kurių vietovių atokumu ir galimybe prisijungti prie elektros tinklo [75], [59].

2. Miesteliai. Šiame urbanizacijos lygyje vėjo greitis gali skirtis priklausomai nuo vietovės. Mažiau urbanizuotose vietovėse vėjo greitis gali būti didesnis, o arčiau miestų centrų esančiose vietovėse vėjo greitis gali būti mažesnis dėl pastatų ir kitų statinių. Miestelių teritorijose nedidelės vėjo jėgainės gali būti naudojami elektros energijai gaminti atskiriems pastatams arba mažoms bendruomenėms. Tačiau renkantis jėgainių vietas svarbu atidžiai apvarstyti vėjo turbulencijos, kurią sukelia netoliese esantys statiniai, poveikį [59].

3. Priemiestis. Šiame urbanizacijos lygyje vėjo greitis gali būti mažesnis nei labiau kaimiškose vietovėse dėl pastatų ir kitų statinių buvimo. Tačiau vėjo jėgainės vis tiek galima įrengti priemiesčio vietovėse, atidžiai įvertinus netoliese esančių statinių sukliamą vėjo turbulenciją. Nedidelės vėjo jėgainės gali būti naudojamos atskirų pastatų elektros energijai gaminti, o didesni vėjo jėgainių parkai gali būti įrengti netoliese esančiose kaimo vietovėse ir tiekti energiją priemiesčio tinklui [76], [77], [78].

4. Miestai. Šiame urbanizacijos lygyje vėjo greitis paprastai būna mažesnis ir labiau kintantis nei kaimo vietovėse dėl aukštų pastatų ir kitų statinių, kurie gali sukelti turbulenciją. Dideli vėjo jėgainių parkai dėl šių turbulencijos problemų tankiai apgyvendintose miestų teritorijose paprastai yra neįmanomi. Tačiau ant aukštų pastatų

ir stogų galima įrengti nedideles vėjo jėgainės ir gaminti elektros energiją atskiriems pastatams. Parenkant jėgainių vietas, reikia atidžiai atsižvelgti į netoliese esančių statinių poveikį (11 pav.) vėjo turbulencijai [79], [80].

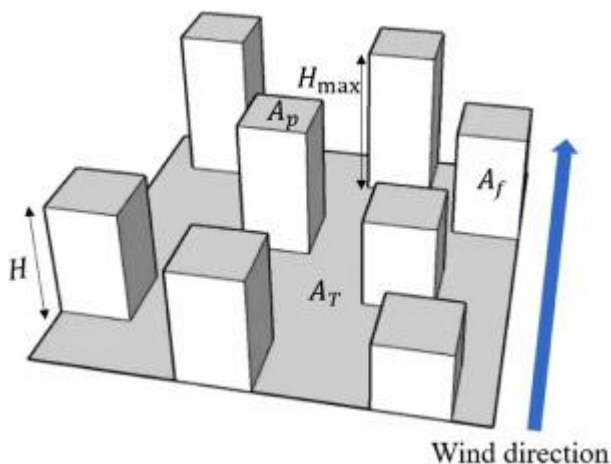
5. Didmiestis. Šiame urbanizacijos lygyje vėjo greitis paprastai būna labai mažas ir nepastovus dėl didelio aukštų pastatų ir kitų statinių tankio. Vėjo jėgainės paprastai negali būti naudojamos didmiesčiuose dėl atviros erdvės trūkumo ir didelės vėjo turbulencijos, kurią sukelia netoliese esantys statiniai (12 pav.). Kitos atsinaujinančiosios energijos rūšys, pavyzdžiui, saulės energija ir geoterminė energija, gali būti tinkamesnės elektros energijai didmiesčiuose gaminti [48], [81].

Vėjo greitis ir turbulencija yra svarbūs veiksniai, į kuriuos reikia atsižvelgti įrengiant vėjo elektrines skirtingo urbanizacijos lygio vietovėse [48]. Nors kaimo vietovėse vėjo greitis paprastai būna didesnis, čia taip pat didesnis ir vėjo gūsingumas, galintis neigiamai paveikti elektros energijos gamybą. Dėl aukštų pastatų ir kitų statinių miesto vietovėse gali susidaryti didelė vėjo turbulencija (13 pav. ir 14 pav.), kuri taip pat gali turėti įtakos vėjo elektrinių veikimui. Parenkant jėgainių vietas reikia atidžiai atsižvelgti į vėjo greitį ir turbulenciją bei gūsingumą, kad būtų galima maksimaliai padidinti elektros energijos gamybą [78].

Dažniausiai, kalbant apie vėjo energetiką urbanistinėje aplinkoje, turima omeny vėjo elektrines miestuose, ypač ant pastatų. Tačiau vėjo jėgainės taip pat gali būti statomos šalia kelių, geležinkelių bėgių ar tarp kelių pastatų.

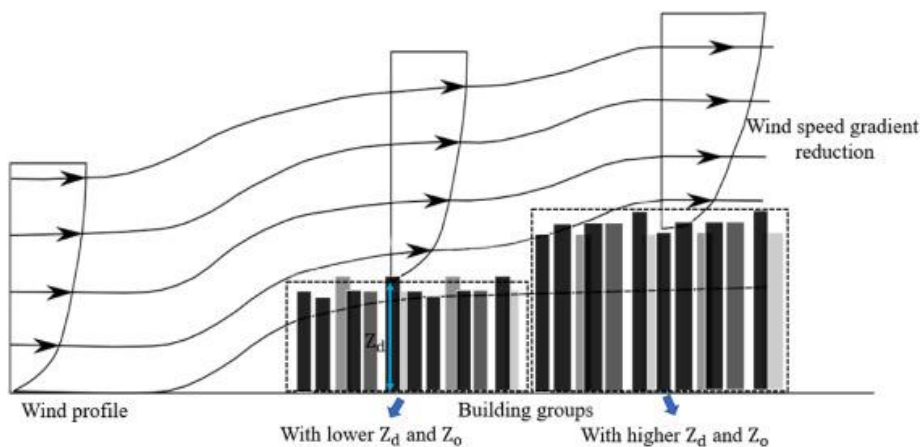
Keli tyrimai parodė, kad vėjo jėgainės, esančios miesto aplinkoje, susiduria su didele turbulencija (15 pav.), todėl gali būti ne tokios efektyvios, kaip kad tokios pat vėjo jėgainės, kurių aplinkoje nėra tokia didelė turbulencija [76], [49], [82]. Tokioje turbulentiškoje aplinkoje kur kas geriau tinka vertikalios ašies vėjo jėgainės, kurios nėra tokios jautrios turbulencijai ir yra kur kas mažiau triukšmingos nei HAWT [81]. Vis tik pastebėtina, jog dėl itin didelio turbulentiškumo ir vėjo greičio dar vis nėra patikimos kartografavimo, prognozavimo ir modeliavimo metodikos [83].

Pastatai daro didelę įtaką miesto paviršiaus šiurkštumui, kuris gali gerokai sutrikdyti įeinančio oro srautą. Pastebėta, jog vėjo greitis atviroje vietoje ir mieste gali skirtis net 70 %, o žolynų ir želdinių pasikeitimai gali lemti vėjo greičio sumažėjimą iki 30 % [84]. Tiriant miesto vėjo aplinką, paviršiaus šiurkštumui nurodyti dažnai naudojamos pastatų morfologinės savybės [85], [86].

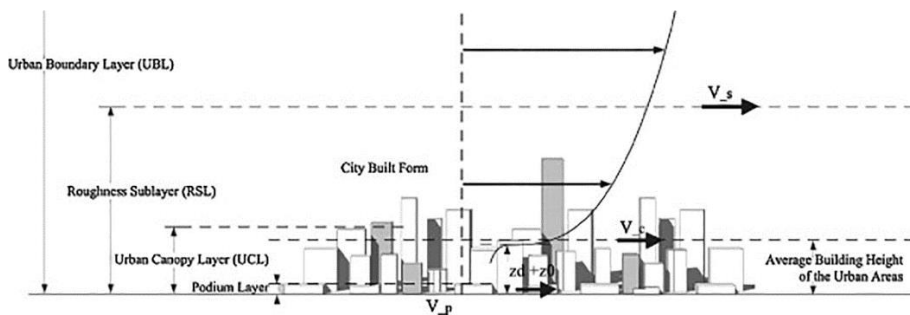


11 pav. Aplink vėjo jėgaines esančių statinių poveikis oro srautui, kur H – pastato aukštis, m, H_{\max} – aukščiausias pastatas, m, A_p – pastatų užimamas plotas, m^2 , A_f – priešvėjinės vertikaliosios plokštumos plotas, m^2 , A_T – plotas, m^2

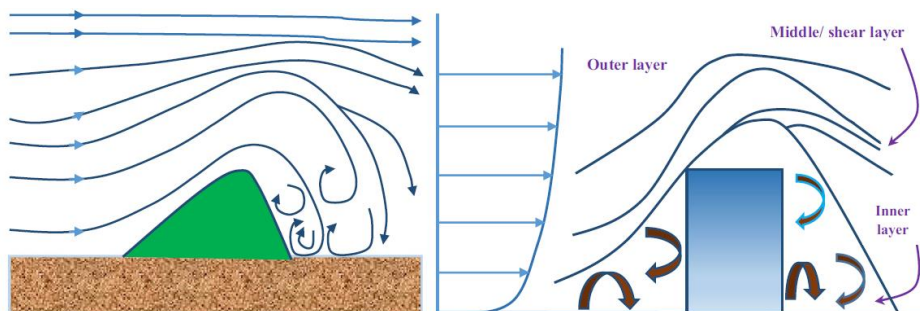
Paveikslėlyje pažymėti parametrai yra dažniausiai naudojami nustatant paviršiaus šiurkštumą miesto teritorijoje. Tai reiškia, jog kiekvienai mieste projektuojamai vėjo jėgainei šis paviršiaus šiurkštumas yra skaičiuojamas individualiai. Didelėse VAWT, esančiose ne urbanizuotose arba menkai urbanizuotose teritorijose, yra įprasta, kad $z_0 = 0$ netoli žemės paviršiaus, tai negalioja miestų teritorijose [87].



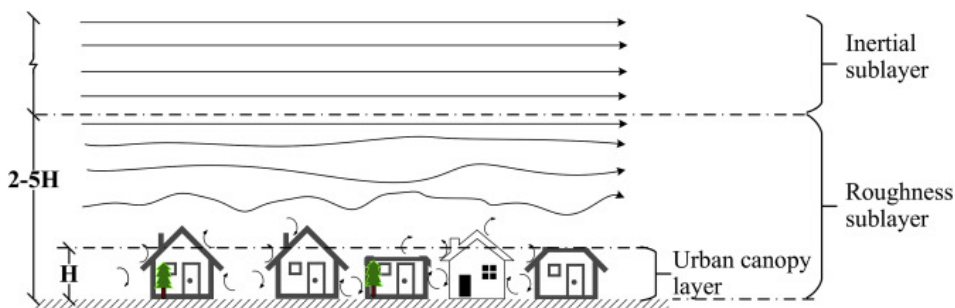
12 pav. Šiurkštumo ilgio ir vėjo greičio profilis miestuose [21]



13 pav. Miesto vėjo greičio profilį iš esmės sudaro miesto ribinis sluoksnis ir miesto želdynų sluoksniai [83]



14 pav. Vėjo tekėjimo profilis aplink pastatus [25]



15 pav. Vėjo srauto tekėjimas virš pastatų [21], [78]. H – vidutinis pastatų aukštis aplinkoje, m

2.5.2. Miesto augimo greičio ir urbanizacijos ryšys

Miesto augimo spartą lemia daugybė skirtingų veiksnių, tokių kaip ekonominės galimybės, natūralūs išteklių ir kita. Tam, kad miestas, kurio populiacija siektų apie 300 000 gyventojų įsikurtų iki tol buvusioje visiškai tuščioje vietoje, gali prireikti nuo keleto metų iki dešimtmečių ar šimtmečių. 2 lentelėje pateikiami duomenys apie kai

kuriuos miestus, kurių populiacija per tam tikrą laiką padidėjo nuo mažo gyventojų skaičiaus iki 300 000 gyventojų. Vidutinė miesto plėtra užtrunka apie 65 metus. Tačiau esama pavyzdžių, kai miestas gali staigiai išaugti, t. y. per mažiau nei 35 metus [84] (16 pav.).

2 lentelė. Miestų plėtros greitis, kai tuščioje ar beveik tuščioje vietoje išauga miestas (~ 300 000 gyventojų)

Šalis	Miestas	Laikotarpis	Metų skaičius	Nuoroda
Dramblio Kaulo Krantas	Abidžanas	1950–1965	15	[88]
Liberija	Monrovija	1950–1979	29	[89]
Iranas	Karaj	1950–1982	32	[90]
JAE	Dubajus	1950–1983	33	[91]
Nigerija	Abudža	1950–1989	39	[92]
Australija	Kambers	1950–1994	44	[93]
JAE	Šardža	1950–1995	45	[94]
Kataras	Doha	1950–2001	51	[95]
JAV	Los Andželas	1850–1910	60	[96]
Kanada	Kalgaris	1900–1970	70	[97]
JAV	Atlanta	1850–1940	90	[98]
JAV	Las Vegasas	1900–1995	95	[99]
JAV	San Bernardino	1890–1990	100	[100]
JAV	Orlandas	1890–2019	129	[101]
JAV	Austinas	1850–1980	130	[102]



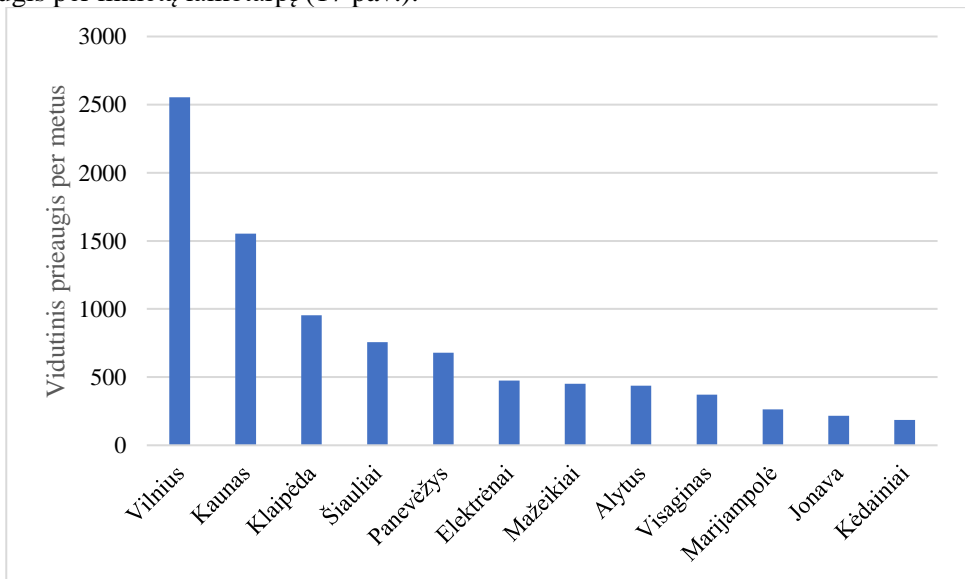
16 pav. Elektrėnų statyba 1961 metais

3 lentelė. Lietuvos miestų augimo tempas iki buvo pasiektas didžiausias gyventojų skaičius [103]

Miestas	Laikotarpis	Metų skaičius	GSK-1	GSK-2
Vilnius	1769–1988	219	17 500	577 000
Kaunas	1721–1989	268	1 600	418 087
Klaipėda	1782–1989	207	5500	202 929
Šiauliai	1798–1989	191	1200	145 629
Panevėžys	1804–1989	185	800	126 483
Alytus	1823–1989	166	600	73 015
Marijampolė	1800–1989	189	1178	50 887
Jonava	1823–1989	166	600	36 520
Visaginas	1902–1989	87	27	32 438
Kėdainiai	1823–1989	166	3000	33 840
Mažeikiai	1897–1989	92	1979	43 547
Elektrėnai	1965–1989	24	4500	15 871

GSK-1 – gyventojų skaičius minėto laikotarpio pradžioje
GSK-2 – gyventojų skaičius minėto laikotarpio pabaigoje

Miestų augimo greitį palyginti yra sudėtinga, kadangi kiekvienas miestas ar miestelis surašymo pradžioje turėjo skirtingą žmonių skaičių ir pastarasis užaugo per skirtingą laikotarpį. Todėl paprasčiau yra palyginti koks buvo vidutinis gyventojų prieaugis per minėtą laikotarpį (17 pav.).



17 pav. Vidutinis gyventojų prieaugis per vienus metus nuo pirmo surašymo iki kol buvo pasiektas didžiausias gyventojų skaičius

2.5.3. Vėjo greičio miesto tipo urbanizacijos teritorijose įvertinimas

Dėl didelės turbulencijos [104] vėjo greitį mieste įvertinti yra sudėtinga. Vienas iš galimų būdų – vertinti vėjo greitį tik virš pastatų. Todėl miesto teritorijose vėjo greitis gali būti apskaičiuojamas taip:

$$v(Z) = \frac{u^*}{k} \ln \left(\frac{Z-Z_d}{z_o} \right); \quad (1)$$

čia u^* – trinties greitis m/s,

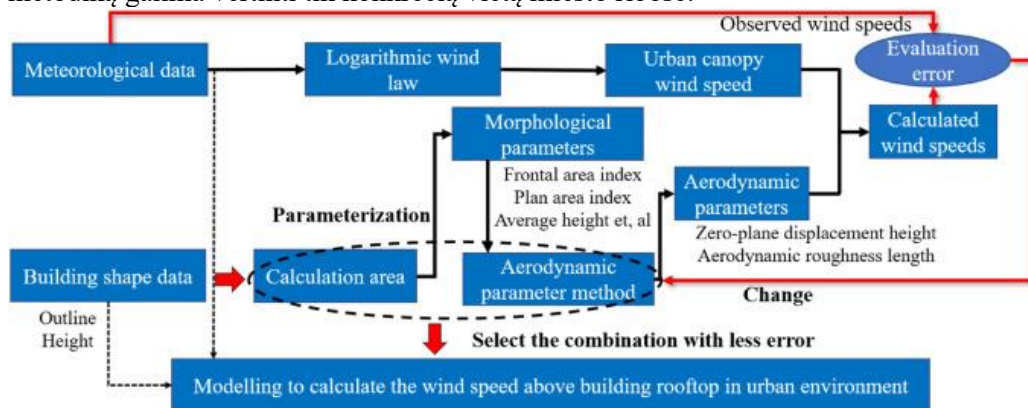
k – Karmano konstanta lygi 0,4;

Z – aukštis nuo žemės paviršiaus, m;

Z_d nulinės plokštumos poslinkio aukštis (m);

z_o aerodinaminio šiurkštumo ilgis (m) [105], [85].

Buvo pasiūlyta pirmiau įvertinti daugybę kitų parametru, kurie sukuria kompleksinį vėjo greičio mieste vertinimą (18 pav.) Minėtas modelis atsižvelgia į aplinkinių pastatų formą bei aukštį, morfologinius bei aerodinaminius aplinkos parametrus, bei vėjo greitį. Šio metodo didžiausias trūkumas yra tai, jog pagal šią metodiką galima vertinti tik konkrečią vietą miesto ribose.



18 pav. Vėjo greičio mieste apskaičiavimo algoritmas, siekiant išvengiant didesnių klaidų [85]

Kai kurių autorių teigimu vėjo jėgainės mieste nėra naudingos nei gamtiniu, nei ekonominiu požiūriu. Pavyzdžiui, Wang ir Teah (2017) atliktas 600 W horizontalios ašies vėjo jėgainės (HAWT) Tainano mieste (Taivanas) gyvavimo ciklo vertinimas, kurio metu nustatyta, kad išmetamų teršalų kiekiui išlyginti reikia 100 metų, o statybai sunaudotai energijai – 160,9 metų [7].

Norint tinkamai parinkti vietą mieste, reikia žinoti tokius parametrus ir atlikti tokius vertinimus:

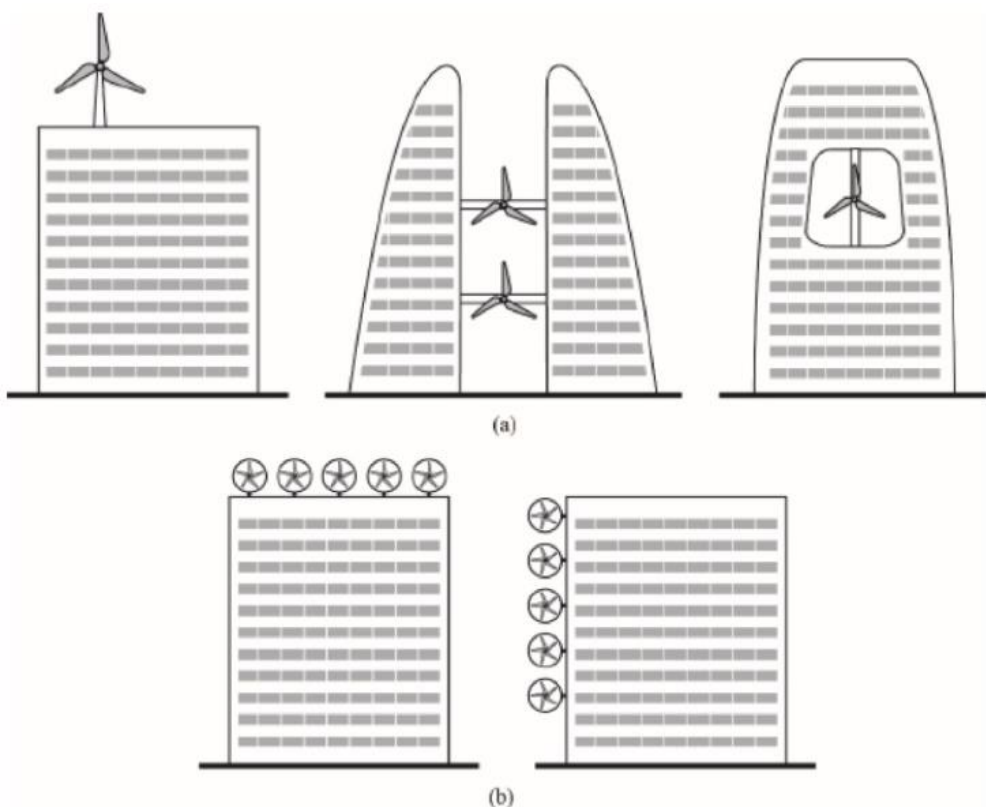
- Meteorologines sąlygas;
- Pastatų aukščius;

- Pastatų išsidėstymą;
- Pastatų formas;
- Pastatų aerodinaminius parametrus;
- CFD simuliacijos (skaičiuojamoji skysčių dinamika (angl., Computational Fluid Dynamics, CFD)) [106], [107], [108];
- Miesto žaliosios zonos;
- Turbulencijos intensyvumas [109];
- Kita.

Šiuo metu mokslinėje literatūroje nėra pateikiama jokio apibendrinto būdo, kaip būtų galima įvertinti bendrą miesto vėjingumą bei prognozuoti potencialią vėjo energijos gamybą besikeičiančioje urbanistinėje aplinkoje. Taip pat dėl savo nehomogeniško pastatų išsidėstymo mieste yra itin sunku prognozuoti, kokia bus klimato kaitos įtaka vėjo greičiui ilglaikėje perspektyvoje tokioje aplinkoje. Pastebėta, jog skirtumas tarp prognozuoto ir tikro vėjo greičio gali siekti vidutiniškai 40 % arba įprastai 30–45 % [110], [111].

Vėjo greičiui urbanizuotose teritorijose įtakos turi ir aukštis, kuriame yra sumontuota vėjo jėgainė. Keletas autorių [112], [113] yra pastebėję, jog tam tikrais atvejais nedidelės vėjo jėgainės yra našesnės nedideliame aukštyje (pėsčiųjų lygyje) nei dideliame aukštyje (dangoraižiai) [114].

Miestuose montuojamos vėjo jėgainės gali būti įvairių dydžių bei skirtingai montuojamos. Keli montavimo pavyzdžiai yra pateikti 19 pav.eiksle.



19 pav. Ant pastatų montuojamų vėjo jėgainių pavyzdžiai. (a) – didelės jėgainės; (b) – mažos jėgainės [81]

Tradicinės arba horizontalios ašies vėjo jėgainės mieste nėra tinkamos dėl keleto priežasčių:

- Miestams yra per didelės;
- Nėra tokios veiksmingos stipriai urbanizuotose teritorijose;
- Menčių posvyrio (angl. yawing) valdymas mieste yra labai sudėtingas arba netgi neįmanomas;

- Statyti dideles jėgaines nėra saugu;
- Kelia per didelį triukšmą [110], [51].

Vėjo greitis mieste gali būti apskaičiuojamas įvertinant turbulencijos lygį:

$$v = v_v(1 + k \cdot TI); \quad (2)$$

čia v – vėjo greitis, m/;

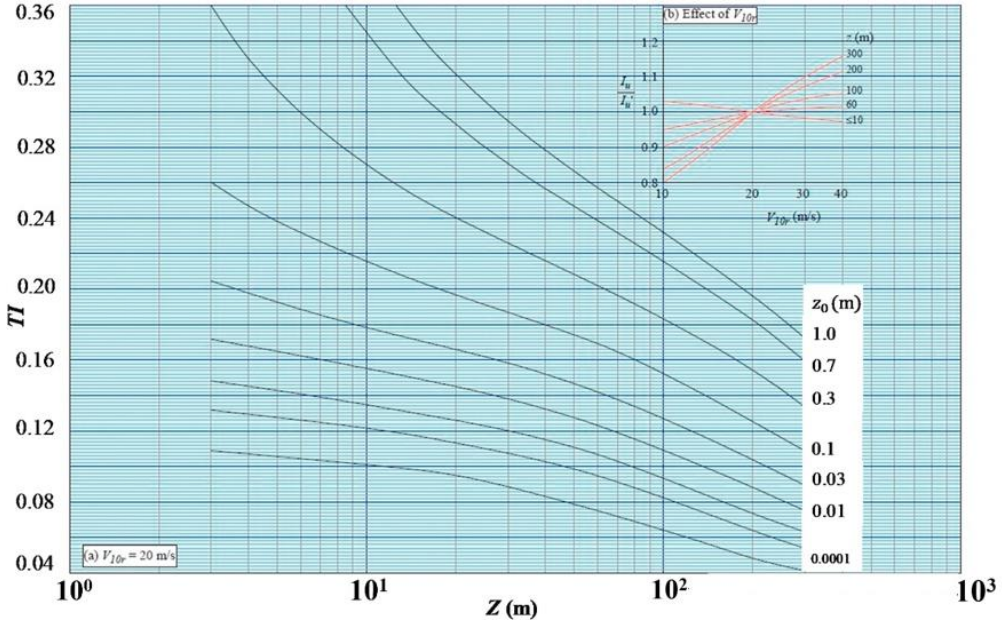
v_v – vidutinis vėjo greitis, m/s,

k – pastovus koeficientas (bedimensinis dydis);

TI – turbulencijos intensyvumas, %.

Koeficientas k priklauso nuo matavimų intervalų: jei vidutinis vėjo greitis yra apskaičiuojamas intervale nuo 10 min iki valandos, tuomet k yra nuo 3 iki 4, jei vidutinis vėjo greitis skaičiuojamas trumpesniais nei 3 s intervalais, tuomet $k = 0$.

Turbulencijos intensyvumas yra pateiktas grafike (20 pav.) [115]. Pažymėtina, kad slenkstinė TI vertė, nuo kurios jau gali būti svarstomas HAWT įrengimas, yra 0,15, iki 0,15 – tik VAWT [111], [116].



20 pav. Turbulencijos intensyvumo priklausomybė nuo skirtingo aukščio ir skirtingo šiurkštumo ilgio [115]. Z – aukštis virš žemės, m, z_0 – šiurkštumo ilgis, m [116]

Kai kurie autoriai pateikia tam tikras rekomendacijas pastatų aukščio ir / arba šiurkštumo santykiui. Pavyzdžiui, yra pastebėta, kad kai $h/H < 0,8$, vėjo energijos gamyba yra kur kas didesnė nei $h/H > 0,8$. Čia h – aplinkinių pastatų aukštis metrais, o H – pasirinkto pastato aukštis metrais [111]. Tuo tarpu rekomenduotinas aukščio ir šiurkštumo santykis yra apibrėžiamas taip: $z_0/H = 1,2 - 1,25$ [117].

Projektuojant vėjo jėgainę vietovėje, kurioje jau yra pastatų, yra būtina atsižvelgti į keletą aspektų:

- Pastato, ant kurio stovės jėgainė, **aplinka**. Reikia atsižvelgti į H aukščio pastatus, jei jie yra iki 6 H atstumu nuo dominančios teritorijos, t. y. ne arčiau nei per 6 pasirinkto pastato aukščius;
- Vertikali erdvė. $5H_{max}$ (H_{max} – aukščiausio pastato aukštis aplinkoje) aukštis virš aukščiausio pastato yra pakankamai didelis, kad būtų išvengta dirbtinio srauto pagreitėjimo, t. y. 5 kartus aukščiau nei aukščiausias pastatas;
- Vėjo kryptis. Krašutinė riba nustatoma $15H_{max}$ atstumu už paskutinio pastato [118], [119].

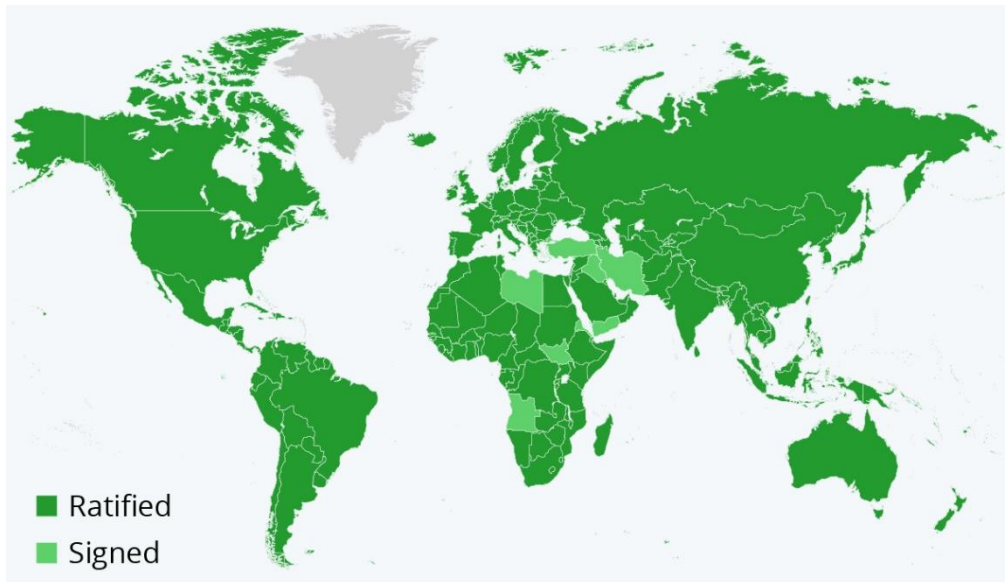
2.6. Vėjo energetikos reglamentavimas

2.6.1. Reglamentavimas tarptautiniu ir Europos Sąjungos mastu

Vykstant klimato kaitai ir nepaliaujamai kylant jūros lygiui bei temperatūrai, pasauliniu mastu atsirado ketinimų ir iniciatyvų švelninti susidariusią situaciją, mažinant ŠESD emisiją. Vienas iš tokių susitarimų yra Paryžiaus susitarimas dėl klimato kaitos [120], [121], [122], [123]. Paryžiaus susitarimas turi tris pagrindinius tikslus:

- išlaikyti vidutinės pasaulio temperatūros kilimą iki 2 °C, lyginant su ikipramoninio laikotarpio lygiu, ir dėti pastangas, kad temperatūros kilimas neviršytų 1,5 °C, palyginti su ikipramoninio laikotarpio lygiu, pripažįstant, kad tai gerokai sumažintų klimato kaitos riziką ir poveikį;
- didinti gebėjimą prisitaikyti prie neigiamo klimato kaitos poveikio ir skatinti atsparumą klimato kaitai bei mažo išmetamų ŠESD kiekio plėtrą taip, kad nekiltų grėsmė maisto gamybai;
- užtikrinti, kad finansų srautai atitiktų mažo išmetamo ŠESD kiekio mažinimo ir klimato kaitos poveikiui atsparaus vystymosi kelią [120].

Šį susitarimą pasirašė ir ratifikavo visos ES šalys bei didelė dalis kitų pasaulio valstybių (paveikslas apačioje).



21 pav. Paryžiaus susitarimą pasirašiusių ir ratifikavusių šalių žemėlapis. „Ratified“ pažymėtos šalys, kurios yra ratifikavusios susitarimą (193 šalys), „Signed“ – šalys, kurios pasirašė susitarimą [124]

2021 m. spalio 31 d.–lapkričio 13 d. įvykusios Jungtinių Tautų klimato kaitos konferencijos COP 26 metu buvo pastebėta, jog klimato kaitos švelninimo klausimais

yra daroma pažanga, tačiau pastebėta, jog to nepakanka. Ateityje reikėtų apriboti temperatūros kilimą nebe iki 2 °C, bet iki 1,5 °C. Norint įgyvendinti tokį tikslą, reikėtų imtis šių priemonių [125]:

- iki 2030 m. dar labiau sumažinti išmetamų ŠESD kieki;
- priimti priemones, padedančias prisitaikyti prie klimato kaitos;
- padidinti finansavimą besivystančioms šalims, kuriančioms klimatui neutralią politiką [126].

Po COP 26 ES nustatė naujus Europos žaliojo kurso, apimančio įvairias gyvenimo sritis, tikslus (žaliojo kursas yra politikos iniciatyvų rinkinys, kuriuo siekiama pertvarkyti kasdienę aplinką taip, kad žmonių veikla turėtų kuo mažesnę įtaką klimatui [127], [128]):

- iki 2050 m. tapti pirmuoju klimatui neutraliu žemynu;
- sumažinti ŠESD išmetimą 55 % lyginant su 1990 metų lygiu;
- iki 2030 m. AEI dalis turėtų sudaryti ne mažiau kaip 40 % visos suvartojamos energijos;

- iki 2030 m. pastatuose turėtų būti naudojama 49 % AEI;
- kita [127], [125].

2.6.2. Reglamentavimas Lietuvos mastu

Lietuva, kaip ir kitos ES valstybės turi parengusi savo nacionalinę energetikos ir klimato srities veiksmų planą 2021–2030 metams. Šalis išskėlė vieną ambicingiausių tikslų visoje ES – iki 2030 m. pasiekti, kad AEI sudarytų ne mažiau kaip 45 % galutiniame energijos suvartojime: 45 % elektros ir 90 % šilumos sektoriuose [129]. Šiame dokumente pažymima, kad Lietuva yra trečia ES pagal ŠESD absorbavimą – net trečdalį visos emisijos arba 7,8 mln. tonų anglies dvideginio absorbavo miškai. Tačiau yra siekiama, kad valstybė sumažintų ŠESD emisijas 43 % ATPLS (ES apyvartinių taršos leidimų prekybos sistema) dalyvaujančiuose sektoriuose ir 9 % ATPLS nedalyvaujančiuose sektoriuose iki 2030 m. ATPLS sektoriams priskiriamas transportas, žemės ūkis, atliekų tvarkymas, pramonės įmonės, kurios vykdo kitas veiklos rūšis, arba mažos iki 20 MW centralizuoto šilumos tiekimo įmonės. Tuo tarpu ilgalaikėje perspektyvoje iki 2050 m. yra tikimasi, jog pavyks ŠESD emisijas sumažinti 80 % [129].

Lietuva taip pat turi ambicingų tikslų ir ilgalaikėje AEI perspektyvoje (iki 2050 m.):

- AEI dalis bendrame galutiniame energijos suvartojime turėtų siekti ne mažiau kaip 80 %;
- visa elektros energija turėtų būti gaunama iš AEI;
- AEI dalis transporto sektoriuje – 50 %;
- visa energija centralizuoto šildymo sektoriuose turėtų būti gaunama iš AEI [129].

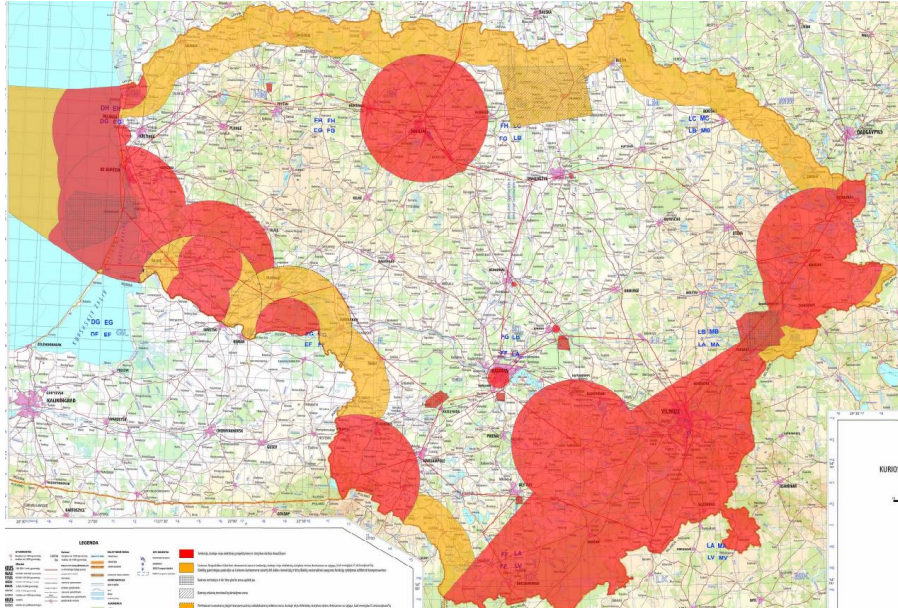
4 lentelėje yra pateikiama, kaip šios dalys turėtų kisti skirtingu laikotarpiu.

Kadangi AEI dalis turi būti didinama visose energiją naudojančiuose sektoriuose, todėl atsiranda vis didesnis poreikis tvariai energetikai [130].

4 lentelė. Atsinaujinančių energijos išteklių (AEI) dalys skirtinguose sektoriuose, laikotarpiu 2017–2050 m.

	2017	2018	2020	2022	2025	2027	2030	2050
AEI dalis, palyginti su bendru galutiniu energijos suvartojimu, %	26,04	24,21	-	32,70	36,45	39,75	45	80
AEI-E dalis, palyginti su elektros sektoriaus galutiniu energijos suvartojimu, %	18,25	18,41	21,29	25,55	31,48	36,70	45	100
AEI-T dalis, palyginti su transporto sektoriaus galutiniu energijos suvartojimu	4,29	4,33	4,33	6,69	9,23	11,46	15	50
AEI dalis šilumos ir vėsumos sektoriuose	46,50	47,30	50,9	53,9	63,1	66,9	67,2	-
Iš jų AEI dalis CST	68,7	67,5	71,7	78,8	89,3	91,3	90	100
Bendro energijos iš atsinaujinančių energijos išteklių procentinės dalies didinimo atskaitos taškas tarp atitinkamų valstybių narių privalomo 2020 m. nacionalinio tikslo ir jų įnašo į 2030 m. tikslą, %	-	-	-	18	43	65	-	-

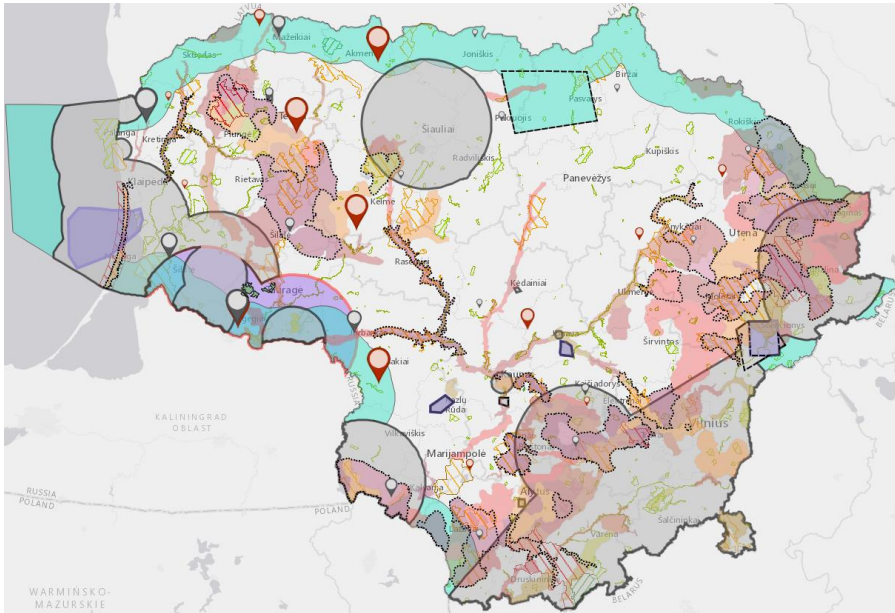
ES ir Lietuvos įstatymai skatina AEI plėtrą, tačiau teisės aktuose taip pat yra reglamentuoti vėjo elektrinių (aukštų statinių) projektavimo ir statybos darbų ribojimai. Teritorijų, kuriose gali būti ribojami vėjo elektrinių (aukštų statinių) projektavimo ir statybos darbai, žemėlapis yra patvirtintas Lietuvos kariuomenės vado 2016 m. įsakymu Nr. V-217. Žemėlapis pateiktas 22 pav.



22 pav. Žemėlapis, nurodantis vietas, kuriose yra draudžiami aukšti statiniai (vėjo jėgainės). Raudonai pažymėtos teritorijose vėjo elektrinių statyba yra draudžiama bet kuriuo atveju. Oranžine spalva pažymėtos zonos yra išskirtinė ekonominė zona ir teritorija, kurioje vėjo elektrinių statybos vietos derinamos su sąlyga, kad energijos iš AEI gamintojas pasirašys su Lietuvos kariuomene sutartį dėl dalies investicijų ir kitų išlaidų nacionalinio saugumo funkcijų vykdymui užtikrinti kompensavimo [131], [132]

Šiame žemėlapyje nėra nurodytos visos aplinkos apsaugos zonos, kuriose elektrinės taip pat negali būti statomos. Vėjo energetikos plėtra taip pat draudžiama:

- oro uostuose;
- pasienio zonose;
- karinių objektų zonose,
- NATURA 2000 apsaugos zonose;
- keliuose;
- raiškaus kraštovaizdžio zonose;
- planuojamų ir esamų vėjo jėgainių teritorijose;
- draustiniuose ir rezervatuose;
- ir kitose teisės aktų reglamentuotose vietose, žr. [133].



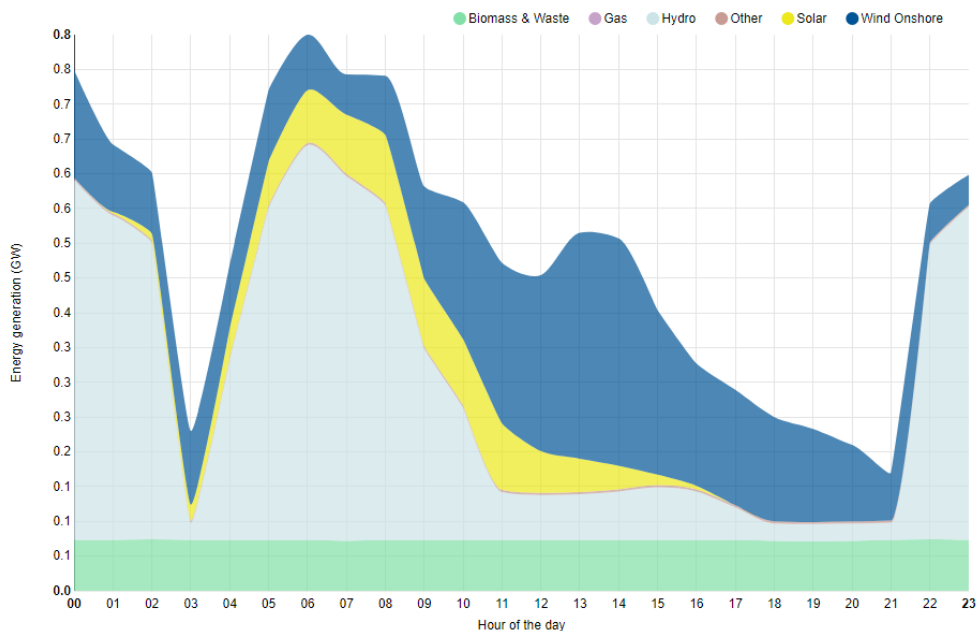
23 pav. Vėjo jėginių reglamentavimo žemėlapis. Vėjo elektrines be apribojimų leidžiama statyti tik baltai pažymėtose teritorijose. Pilna žemėlapio legenda yra pateikta [133]

Taip pat yra daugiau teisės aktų, reglamentuojančių AEI plėtrą, iš kurių svarbiausi šie:

- LR atsinaujinančių išteklių energetikos įstatymas;
- LR energetikos įstatymas;
- LR žemės gelmių įstatymas;
- LR elektros energetikos įstatymas;
- LR saugomų teritorijų įstatymas;
- LR planuojamos ūkinės veiklos poveikio aplinkai vertinimo įstatymas;
- Nacionalinė atsinaujinančių energijos išteklių plėtros strategija;
- Nacionalinis atsinaujinančių išteklių energijos veiksmų planas;
- Elektros energijos, pagamintos naudojant atsinaujinančius energijos išteklius, kilmės garantijų teikimo taisyklės [29].

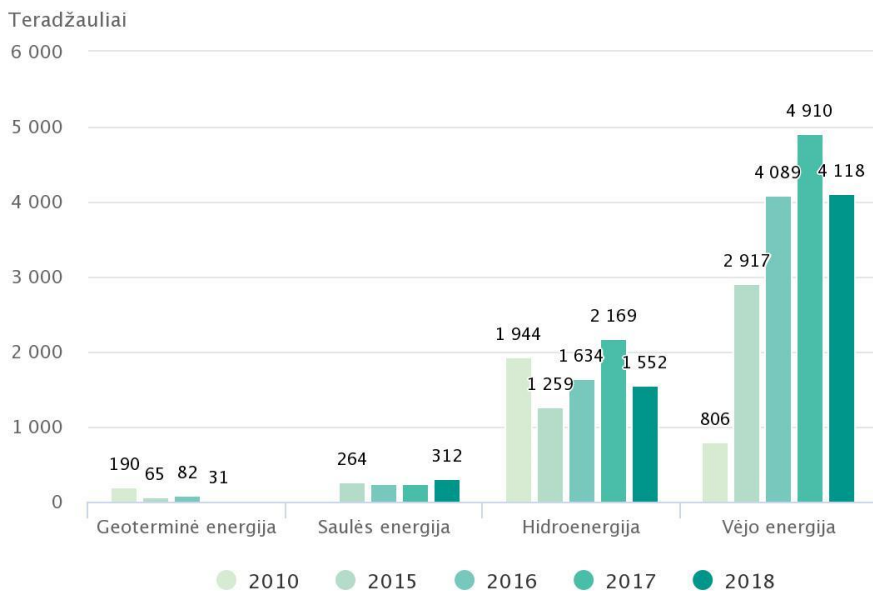
2.7. Vėjo energetikos potencialas Lietuvoje

Šiuo metu Lietuvoje yra naudojami įvairūs elektros energijos šaltiniai, tokie kaip biokuras, saulės ir vėjo energija, dujos, hidroenergija. Nepaisant to, šalis gerokai viršija Europos Sąjungos vidurkį pagal energetinės priklausomybės rodiklį, kuris rodo, kiek šalis yra priklausoma nuo importo. 2018 m. šis rodiklis buvo 74,7 %, kai tuo tarpu ES vidurkis buvo 55,1 % [134]. Kaip matoma iš 24 pav., Lietuvoje daugiausiai energijos pagaminama naudojant hidroenergiją ir vėjo energiją. Paveiksle pateikiama tik vienos dienos energijos gamyba.



24 pav. Energijos gamyba Lietuvoje 2022 m. gegužės 21 d. Wind Europe duomenimis [135]

2010–2018 m. laikotarpio metinis energijos iš atsinaujinančių energijos išteklių kitimas pateiktas 24 pav.. Vėjo energija ir hidroenergija sudaro didžiausią energijos gamybos dalį. 2019 ir 2020 metais vėjo energijos gamyba dar labiau padidėjo bei atitinkamai siekė 5398 TJ ir 5586 TJ [136]. Palyginimui – galutinis energijos suvartojimas 2020 m. Lietuvoje siekė 223 499 TJ. Tai reiškia, jog 2020 m. buvo pagaminta apie 2,5 % bendro šalies energetinio poreikio naudojant vien tik vėjo energiją [136].



25 pav. 2010–2018 m. laikotarpio energijos gamyba Lietuvoje, naudojant atsinaujinančius energijos išteklius [134]

Nors šie skaičiai nėra dideli, tačiau Lietuva turi planų kaip pasiekti užsibrėžtų žaliųjų tikslų. Šiuo metu šalyje yra planuojami du dideli vėjo parkai, iš kurių vienas bus pastatytas Baltijos jūroje. Šis parkas bus maždaug 700 MW galios ir, manoma, jog galėtų pagaminti apie 2 TWh elektros energijos per metus. Tai reiškia, jog vien tik šis parkas padėtų pasiekti užsibrėžtus tikslus, patenkindamas apie 25 % elektros poreikio. Tikėtina, jog toks parkas galėtų pradėti veikti jau 2028 metais [137].

Tuo tarpu antrasis, dar tik pradėtas projektuoti vėjo elektrinių parkas atsirastų Anykščių apylinkėse. Manoma, kad jo galia galėtų siekti iki 250 MW [138].

Dabartinė (2021 m.) vėjo elektrinių instaliuota galia, remiantis Lietuvos vėjo elektrinių asociacija, siekė 671 MW ir pagamino 1356 TWh arba 11,46 % galutinio elektros energijos suvartojimo dalį Lietuvoje [139].

2.8. Vėjo parametrizavimo metodai ir taikymas

Vėjo parametrų nustatymas yra būtinas skaitmeninių atmosferos modelių komponentas, kuriuo siekiama išspręsti su tinklelio skiriamąja geba susijusius apribojimus. Dėl modelių diskretizacijos pagal ribotą erdvę būtina įtraukti parametrizavimo schemas, kad būtų atsižvelgta į mažesnio nei tinklelio mastelio procesus, įskaitant turbulenciją, konvekciją ir paviršiaus šiuurkštumą. Turbulentiniai reiškiniai yra labai svarbūs norint tiksliai modeliuoti vertikalų maišymąsi, šilumos perdavimą ir vėjo parametrus. Be to, parametrų nustatymas yra būtinas, norint atspindėti įvairių paviršiaus ypatybių, pavyzdžiui, kalnų, poveikį vėjo modeliams.

2.8.1. Vėjo šlytis ir šiurkštumas

Vėjo šlyties eksponentė ir šiurkštumo ilgis yra abu parametrai, naudojami modeliuojant vėjo energiją, tačiau jie atspindi skirtingus vėjo srauto aspektus [54], [140], [110]. Vėjo šlyties eksponentė apibūdina, kaip keičiasi vėjo greitis priklausomai nuo aukščio. Ji apibrėžiama kaip vėjo greičio natūralusis logaritmas dviejuose skirtinguose aukščiuose ir aukščių skirtumo tarp šių dviejų taškų santykis. Vėjo šlyties eksponentė yra svarbi modeliuojant vėjo energiją, nes ji turi įtakos vėjo elektrinių galiai. Jėgainės paprastai suprojektuotos taip, kad efektyviausiai veiktų esant tam tikram vėjo greičiui, o jei vėjo greitis smarkiai kinta priklausomai nuo aukščio, jėgainei gali nepavykti pagaminti tiek energijos, kiek ji galėtų, jei vėjo greitis būtų pastovesnis. Kita vertus, šiurkštumo ilgis apibūdina reljefo, kuriuo teka vėjas, nelygumus [48], [117]. Tai aukštis, kuriame vidutinis vėjo greitis dėl žemės paviršiaus keliamo pasipriešinimo tampa lygus nuliui. Šiurkštumo ilgis paprastai nustatomas matuojant įvairių paviršiaus elementų, pavyzdžiui, augmenijos, pastatų ar kitų kliūčių, aukštį ir apskaičiuojant jų šiurkštumą pagal empirinius ar teorinius modelius. Šiurkštumo ilgis yra svarbus modeliuojant vėjo energiją, nes turi įtakos vėjo greičiui ir turbulencijai prie žemės, o tai savo ruožtu turi įtakos vėjo jėgainių veikimui ir stabilumui. Apibendrinant galima teigti, kad vėjo šlyties eksponentė ir šiurkštumo ilgis yra svarbūs vėjo energijos modeliavimo parametrai, tačiau jie atspindi skirtingus vėjo srauto aspektus. Vėjo šlyties eksponentė apibūdina, kaip keičiasi vėjo greitis priklausomai nuo aukščio, o šiurkštumo ilgis apibūdina reljefo, kuriuo teka vėjas, šiurkštumą [105]. Vėjo šlyties eksponentė gali būti pateikiama lentelėse arba apskaičiuojama pagal formulę:

$$\alpha = \frac{\ln(v_2) - \ln(v_1)}{\ln(Z_2) - \ln(Z_1)}; \quad (3)$$

čia v_1 – vėjo greitis aukštyje Z_1 , m/s;
 v_2 – vėjo greitis aukštyje Z_2 , m/s.

5 lentelė. Aplinkos šiurkštumo klasės ir šiurkštumo ilgis [141]

Šiurkštumo klasė	Šiurkštumo ilgis (m)	Energijos indeksas (%)	Kraštovaizdžio tipas
0	0,0002	100	Vandens paviršius
0.5	0,0024	73	Visiškai atvira teritorija su lygiu paviršiumi, pvz., betoniniai pakilimo takai oro uostuose, nupjauta žolė, ir pan.
1	0,03	52	Atvira žemės ūkio teritorija be tvorų ir gyvatvorės, su labai išsibarsčiusiais pastatais. Tik nedidelės kalvos

1.5	0,055	45	Žemės ūkio žemė su keletu namų ir 8 metrų aukščio apsauginėmis gyvatvorėmis, atstumu apie 1250 metrų
2	0,1	39	Žemės ūkio žemė su keletu namų ir 8 metrų aukščio apsauginėmis gyvatvorėmis, atstumu apie 500 metrų
2.5	0,2	31	Žemės ūkio žemė su daugybe namų, krūmų ir augalų, arba 8 metrų aukščio apsauginėmis gyvatvorėmis, atstumu apie 250 metrų
3	0,4	24	Kaimai, maži miesteliai, žemės ūkio žemė su daugybe medžių ir augalų ar aukštomis apsauginėmis gyvatvorėmis, miškai ir labai nelygus reljefas
3.5	0,8	18	Didesni miestai su aukštais pastatais
4	1,6	13	Labai dideli miestai su aukštais pastatais ir dangoraižiais

2.8.2. Vėjo greičio nuokrypio korekcija

Nuokrypių koregavimo metodai yra labai svarbūs siekiant užtikrinti vėjo greičio įvertinimo tikslumą, kuris yra labai svarbus įvairiuose sektoriuose, įskaitant atsinaujinančiosios energijos naudojimą ir atmosferos modeliavimą. Vėjo greičio matavimams dažnai būdingi sisteminiai ir atsitiktiniai nuokrypiai, atsirandantys dėl jautiklių apribojimų, specifinių vietos sąlygų ir duomenų rinkimo subtilybių. Nuokrypių koregavimo metodus galima suskirstyti į empirinius ir fizikinius metodus, kurių kiekvienas pritaikytas konkrečių nuokrypių priežastims šalinti [142]. Empiriniai metodai apima įvairius metodus, pavyzdžiui, tiesinę regresiją, kvantilių nustatymą ir pažangius mašininio mokymosi algoritmus.

Vienas iš metodų yra vidurkio koregavimas, kuris aprašomas taip:

$$v_{kor} = v_{prog} + (v_{obs,vid} - v_{prog,vid}); \quad (4)$$

čia v_{kor} – koreguotas vėjo greitis, m/s;

v_{prog} – prognozuojamas vėjo greitis, m/s;

$v_{obs,vid}$ – vidutinis stebėjimų vėjo greitis, m/s;

$v_{prog,vid}$ – vidutinis prognozuojamas vėjo greitis, m/s [143].

Tačiau dažniausiai naudojamas metodas yra empirinis kvantilių modeliavimas. Vėjo greičiui dėl jo pasiskirstymo savybių netinka nei multiplikatyviniai, nei adityviniai koeficientai. Tokiu atveju rekomenduojama palyginti abiejų eilučių empirinę kumuliacinę pasiskirstymo funkciją (ECDF) arba kumuliacinę pasiskirstymo funkciją (CDF) stebėjimų laikotarpiu. Empirinės CDF stebėjimo

laikotarpio CDF aproksimuojamos naudojant empirinių procentilių lenteles, o šis palyginimas naudojamas koreguojant reikšmes. Vertės tarp procentilių aproksimuojamos taikant tiesinę interpoliaciją. Sunkumų kvantilių nustatymui kyla, kai kintamieji ribojami nuliu, pavyzdžiui, krituliai arba vėjo greitis. Modeliuose paprastai vėjo greitis gali būti didesnis arba mažesnis nei stebėjimų laikotarpiu. Norint tai ištaisyti, kai vėjo greitis modelyje lygus nuliui, stebima vertė atsitiktinai parenkama intervale, kuriame stebimas kaupiamasis dažnis yra mažesnis arba lygus vėjo nebuvimo modelyje tikimybei. Ši procedūra užtikrina, kad po korekcijos tam tikro vėjo greičio tikimybė būtų lygi stebėtai [144], [145], [146], [147]. Ši funkcija yra užrašoma taip:

$$V_{corr,x} = ecdf_{obs}^{-1}(ecdf_{mod}(V_{mod,x})); \quad (5)$$

čia $V_{corr,x}$ – pataisyta modelio vėjo greičio vertė x dieną, m/s;
 $ecdf_{obs-1}$ – atvirkštinė stebėtų duomenų ecdf;
 $ecdf_{mod}$ – modelio duomenų ecdf;
 $V_{mod,x}$ – neapdorota modelio vėjo greičio vertė x dieną.

2.8.3. Veibulo tikimybės tankio funkcija

Veibulo tikimybės tankio funkcija (angl. Weibull probability density function, PDF) arba Veibulo pasiskirstymas yra viena dažniausiai naudojamų funkcijų statistiniam vėjo greičio pasiskirstymui modeliuoti. Šis pasiskirstymas, pavadintas jį XX a. šeštojo dešimtmečio pradžioje pristačiusio Wallodi Weibull vardu, naudojamas apibūdinti vėjo greičio tikimybiniam pasiskirstymui tam tikroje vietoje per tam tikrą laikotarpį. Veibulo pasiskirstymą apibrėžia du parametrai: formos parametras (k) ir mastelio parametras (c). Formos parametras k lemia pasiskirstymo formą ir yra labai svarbus apibūdinant vėjo greičio kintamumą. Kai k yra didesnis už 1, pasiskirstymas turi varpo formos kreivę, kuri rodo, kad vėjo greitis koncentruojasi apie tam tikrą vertę. Ir atvirkščiai, kai k yra mažesnis už 1, pasiskirstymas yra pakrypęs į dešinę ir rodo platesnį vėjo greičio diapazoną su ryškiau išreikšta didesnio greičio uodega. Skalės parametras c daro įtaką pasiskirstymo mastui arba vietai ir yra susijęs su vidutiniu vėjo greičiu dominančioje vietoje [148], [149], [150].

2.8.4. Vėjo greičio priklausomybė nuo aukščio

Vėjo greitis skirtingame aukštyje priklauso nuo aplinkos savybių, esančių aplink pasirinktą vietą, tokių kaip miškingumas, apgyvendinimo tankumas ir pastatų aukštis, vandens telkiniai ir kt. [148]. Vėjo greičio „perkėlimas“ iš vieno aukščio į kitą gali būti aprašomas logaritmine formule [148], [69]:

$$v = \frac{1}{\kappa} u^* \ln \frac{z}{z_0}; \quad (6)$$

čia v – vėjo greitis, m/s;
 $\kappa \approx 0,4$ – Karmano konstanta;

z_0 – paviršiaus šiurkštumo ilgis (pateiktas lentelėje);
 Z – aukštis nuo žemės paviršiaus, m,
 u^* – srauto trinties greitis ((dar vadinamas šlyties įtempio greičiu);
 u^* taip pat pateikiamas kaip vėjo turbulencijos pobūdžio pokyčių rodiklis.
 Jis tiesiogiai įvertinamas apdorojant paviršiaus srautus) [151].

Tačiau pastaroji formulė gali būti užrašyta ir taip [75]:

$$\ln(Z) = \left(\frac{\kappa}{u^*}\right) v(Z) + \ln(z_0); \quad (7)$$

arba:

$$v(Z)/v(Z_r) = \ln\left(\frac{Z}{z_0}\right) / \ln\left(\frac{Z_r}{z_0}\right). \quad (8)$$

Kartais formulė yra modifikuojama, kai aplink yra skirtingi objektai, lemiantys skirtingą šiurkštumo ilgį:

$$v(Z) = \frac{u^*}{k} \ln\left(\frac{Z+z_0}{z_0}\right). \quad (9)$$

Taip pat dažnai naudojama paprastesnė greičio perskaičiavimo formulė [69], [152]:

$$\frac{v(Z)}{v(Z_r)} = \left(\frac{Z}{Z_r}\right)^\alpha; \quad (10)$$

čia $v(Z)$ – vėjo greitis aukštyje Z , m/s;

$v(Z_r)$ – žinomas vėjo greitis žinomame aukštyje Z_r , m/s;

α – vėjo šlyties koeficientas, kuris įprastai yra laikomas 1/7.

Vėjo šlyties koeficientas α priklauso nuo dviejų pagrindinių parametru – tai vėjo greitis bei šiurkštumo ilgis [34], [149], [153] ir gali būti apskaičiuojamas taip:

$$\alpha = \left(\frac{z_0}{Z}\right)^{0.2} * [1 - 0.55 * \log(v)]; \quad (11)$$

čia z_0 – šiurkštumo ilgis, m;

Z – aukštis, m;

v – vėjo greitis, m/s.

Jei vėjo jėgainės aplinkoje yra objektų, kurių šiurkštumo ilgio reikšmės (pvz., nėra įvertintas netoliese esantis miestas, kuriame yra dangoraižių) nėra pateikta lentelėje, tuomet šiurkštumo ilgį galima apskaičiuoti pagal formulę [154], [155]:

$$z_0 = 0,5 \cdot Z \frac{A_r}{A_t} z_0; \quad (12)$$

čia Z – šiurkštumo elemento aukštis, m;

A_r – šiurkštumo elemento plotas pavėjui išilgai vėjo, m^2 ;

A_t – atskiro šiurkštumo elemento projektuojamas atšakos plotas, m^2 .

Skirtingomis konfigūracijomis išdėstant nelygumų elementus, tikslinę vietovės būklę su tam tikru aerodinaminio nelygumo ilgiu (z_0) galima gauti, kaip parodyta 5 lentelėje.

2.8.5. Vėjo greičio klasės ir jų taikymas energetikoje

Vėjo greitis, naudojantis amerikietiška sistema, gali būti skirstomas į klases pagal galios tankį (PDW) ir greitį:

6 lentelė. Vėjo klasės pagal galios tankį ir greitį

Vėjo greičio klasė	10 m		30 m		50 m	
	PDW, W/m ²	Greitis, m/s	PDW, W/m ²	Greitis, m/s	PDW, W/m ²	Greitis, m/s
1	0–100	0–4,4	0–160	0–5,1	0–200	0–5,6
2	100–150	4,4–5,1	160–240	5,1–5,8	200–300	5,6–6,4
3	150–200	5,1–5,6	240–320	5,8–6,5	300–400	6,4–7,0
4	200–250	5,6–6,0	320–400	6,5–7,0	400–500	7,0–7,5
5	250–300	6,0–6,4	400–480	7,0–7,4	500–600	7,5–8,0
6	300–400	6,4–7,0	480–640	7,4–8,2	600–800	8,0–8,8
7	400–1000	7,0–9,4	640–1600	8,2–11,0	800–2000	8,8–11,9

Tuo tarpu Europos vėjo atlasas nusako vėjo greičio spalvą žemėlapyje 50 m aukštyje pagal žemės paviršiaus tipą [69].

7 lentelė. Vėjo greičio vertinimas pagal reljefą

		Mėlyna	Žalia	Oranžinė	Raudona	Rausva
Apstatyta vietovė	m/s	0–3,5	3,5–4,5	4,5–5,0	5,0–6,0	>6,0
	W/m²	<50	50–100	100–150	150–250	250
Atvira vietovė	m/s	0–4,5	4,5–5,5	5,5–6,5	6,5–7,5	7,5
	W/m²	<100	100–200	200–300	300–500	>500
Pakrantė	m/s	0–5,0	5,0–6,0	6,0–7,0	7,0–8,5	>8,5
	W/m²	<150	150–250	250–400	400–700	700
Atvira jūra	m/s	0–5,5	5,5–7,0	7,0–8,0	8,0–9,0	9
	W/m²	0–200	200–400	400–600	600–800	800
Kalvos	m/s	0–7,0	7,0–8,5	8,5–10,0	10,0–11,5	11,5
	W/m²	0–400	400–700	700–1200	1200–1800	>1800

Dar vienas metodas, leidžiantis nustatyti vėjo klasę yra Grigso Putmano indekso nustatymas pagal medžio polinkio kampą nuo vėjo [25], [156].

8 lentelė. Vėjo greičio nusakymas pagal medžio deformaciją

Žymėjimo tipas	Indeksas	Vėjo greitis
		m/s
Nėra deformacijos	0	0
Lapai šnara	I	3–4
Šnara lapai, sujudinamos mažos šakelės	II	4–5
Lapai ir mažos šakelės nuolat juda, vėjas pakelia nuo žemės sausus lapus	III	5–6
Maži medžiai pradeda svyruoti	IV	6–7
Didelės šakos ir maži medžiai su lapais pradeda svyruoti	V	7–8
Didelės šakos nuolat juda	VI	8–9
Medžiai stipriai linksta	VII	10

Dažniausiai yra naudojamosi amerikietiškoji sistema [157], [158]. Idealiu atveju, skaičiuojant numatomą pagaminti vėjo energijos kiekį, yra laikoma, kad oro srautas į jėgainę teka pastoviu ir lygiu srautu. Tačiau pastebėtina, jog ne visuomet vėjas teka lygiu arba dar kitaip vadinamu laminariniu srautu [159]. Dažniausiai tikromis sąlygomis ateinanti oro srovė susiduria su kliūtimis. Tokia kliūtimi gali tapti aukštesnė žolė, medis, pastatas ir kita. Toks oro srautas susijaukia bei ima sukintis ir tuomet jis vadinamas turbulentišku [159].

2.8.6. Vėjo jėgainių tankumas ir atstumas vien nuo kitos

Jei vėjo jėgainės būtų pastatytos vadinamosiomis gardelėmis (tarkime, 3 eilės elektrinių po tris jėgaines kiekvienoje – iš viso 9 jėgainės arba 3×3 kvadratis), priklausomai nuo tokios gardelės dydžio ir tarpų tarp jėgainių, gautume skirtingą tokio vėjo parko naudingumą (nD – atstumas tarp jėgainių, matuojant jį n jėgainių diametru D , pvz., $4D$ reiškia, kad atstumas tarp jėgainių yra lygus keturiems vienos jėgainės skersmenims) [149]:

9 lentelė. Atstumai tarp vėjo jėgainių ir parko naudingumo koeficientas

Gardelės dydis	Atstumas tarp jėgainių					
	4D	5D	6D	7D	8D	9D
	Gardelės naudingumas, %					
2 x 2	81	87	91	93	95	96
4 x 4	65	76	82	87	90	92
6 x 6	57	70	78	83	87	90
8 x 8	52	66	75	81	85	88

10 x 10	49	63	73	79	84	87
---------	----	----	----	----	----	----

2.9. Skaičiavimams ir modeliavimui naudojami metodai

„RStudio“ – tai programinės įrangos įrankis, plačiai naudojamas vėjo energetikos pramonėje vėjo duomenų analizei ir vizualizacijai. Šis įrankis siūlo įvairias galimybes, kurios gali būti naudingos visiems, dirbantiems su vėjo energijos duomenimis. Vienas iš pagrindinių programinės įrangos „RStudio“ naudojimo būdų vėjo energetikos pramonėje yra duomenų analizė. Programinėje įrangoje pateikiama daugybė statistinių priemonių ir funkcijų, kurias galima naudoti analizuojant vėjo duomenis, pavyzdžiui, vėjo greitį, kryptį ir turbulenciją. Naudodamiesi šiomis priemonėmis, naudotojai gali gauti išvalgų apie vėjo dėšningumus ir optimizuoti vėjo elektrinių išdėstymą ir dizainą, kad būtų maksimaliai padidinta energijos gamyba. „RStudio“ taip pat apima duomenų vizualizavimo įrankius, kuriuos galima naudoti kuriant informatyvias vėjo duomenų vizualizacijas. Šios vizualizacijos gali padėti naudotojams nustatyti duomenų tendencijas ir dėšningumus bei veiksmingai pateikti savo išvadas. Be to, „RStudio“ suteikia mašininio mokymosi ir prognozavimo modeliavimo galimybes, kurias galima naudoti kuriant prognozavimo modelius, skirtus vėjo dėšningumams prognozuoti ir jėgainių našumui optimizuoti. Naudodami šiuos modelius, naudotojai gali numatyti vėjo modelių pokyčius ir koreguoti elektrinių nustatymus, kad būtų maksimaliai padidinta energijos gamyba.

Vėjo tyrimas naudojant programinę įrangą „RStudio“ apima daugialypį požiūrį, apimančį įvairius pažangius statistinius ir mašininio mokymosi metodus. Svarbiausias vaidmuo tenka aprašomajai statistikai, kuri padeda tyrėjams apibūdinti vėjo elgseną apskaičiuojant tokius rodiklius kaip vidutinis vėjo greitis, turbulencijos intensyvumas ir vėjo krypties statistika. Laiko eilučių analizė yra pagrindinis metodas, kai tyrėjai naudoja tokius metodus kaip Furjė analizė, bangų transformacijos ir spektrinė analizė, kad nustatytų periodiškumą, tendencijas ir svyravimus vėjo duomenyse laikui bėgant.

Erdvinė analizė labai svarbi norint suprasti erdvinį vėjo pasiskirstymą. Tyrėjai taiko geostatistinius metodus, įskaitant kringą (vienas iš žinomų duomenų ekstrapoliavimo metodų) ir variogramų analizę, kad modeliuotų erdvinį kintamumą ir sukurtų didelės skiriamosios gebos vėjo žemėlapius. Be to, erdvinės interpoliacijos metodai, tokie kaip atvirkštinis atstumo svėrimas arba paprastasis kringas, padeda tyrėjams įvertinti vėjo charakteristikas nepastebėtose vietose [160], [161], [162].

Mašininio mokymosi algoritmai yra galingi vėjo tyrimo įrankiai. Regresijos modeliai, pavyzdžiui, daugialypė tiesinė regresija arba apibendrinti adityviniai modeliai, leidžia tyrėjams nustatyti ryšius tarp vėjo kintamųjų ir atitinkamų prognozių. Be to, pažangūs mašininio mokymosi metodai, pavyzdžiui, neuroniniai tinklai ir grupavimo metodai, tokie kaip gradientinis didinimas ar atsitiktinės prognozės, padeda sudaryti prognozavimo modelius vėjo greičiui prognozuoti [56], [163].

Vertinant vėjo išteklius dažnai naudojamosi kompiuterinės skysčių dinamikos (CFD) modeliavimais, kuriuos galima integruoti į „RStudio“ darbo eigą, kad būtų galima atlikti išsamią analizę. Šie modeliavimai padeda tyrėjams suprasti sudėtingus vėjo srautų modelius aplink statinius ir reljefo ypatybes.

Be to, tokie atvirojo kodo paketai kaip „windfarmGA“ ir „WindCurves“ „RStudio“ palengvina vėjo jėgainių parkų išdėstymo ir optimizavimo vertinimą atitinkamai taikant genetinius algoritmus ir našumo kreivių analizę. Be to, nuotolinio stebėjimo technologijų, tokių kaip LIDAR ar SODAR, integravimas kartu su „RStudio“ leidžia tyrėjams rinkti ir analizuoti realaus laiko atmosferos duomenis, taip padidinant vėjo išteklių vertinimo tikslumą [72], [161], [142].

Apibendrinant galima teigti, kad tyrėjai naudoja įvairius „RStudio“ metodus, pradedant tradicinėmis statistinėmis analizėmis ir baigiant pažangiaisiais mašininio mokymosi algoritmais bei CFD modeliavimais, kad visapusiškai ištirtų ir suprastų vėjo dėsningumus atsinaujinančiosios energijos ir meteorologijos srityse.

Nors „RStudio“ ir turi itin plačias galimybes, žemėlapių sudarymui yra kur kas tinkamesnė programa QGIS. QGIS yra nemokama atvirojo kodo geografinės informacinės sistemos (GIS) programinė įranga, kuri gali būti naudojama vėjo energetikos pramonėje su vėjo ištekliams susijusiems geografiniams duomenims tvarkyti ir analizuoti. Ji siūlo daugybę funkcijų, kurios gali būti naudingos visiems, dirbantiems su vėjo energijos duomenimis. Vienas iš pagrindinių QGIS naudojimo būdų vėjo energetikos pramonėje yra duomenų valdymas. Programinė įranga leidžia naudotojams importuoti ir tvarkyti įvairius erdvinį duomenų formatus, pavyzdžiui, geografinės informacijos sistemos programinės įrangos geoerdvinių vektorinių duomenų formatas (angl. shapefiles), GeoTIFF ir CSV. Naudotojai taip pat gali kurti ir redaguoti savo erdvinį duomenų rinkinius naudodami įvairias priemones, pavyzdžiui, skaitmeninimo ir kartografavimo. QGIS taip pat yra įvairių analizės priemonių, kurias galima naudoti analizuojant vėjo išteklių duomenis, pavyzdžiui, interpoliavimo ir rastrinių skaičiavimų. Naudodamiesi šiomis priemonėmis naudotojai gali kurti išsamius vėjo išteklių žemėlapius, nustatyti didelio vėjo potencialo teritorijas ir optimizuoti vėjo elektrinių išdėstymą. Be to, QGIS yra vizualizavimo ir duomenų pateikimo priemonių. Naudotojai gali kurti žemėlapius ir diagramas, kad pateiktų savo išvadas ir padėtų priimti sprendimus. QGIS taip pat yra įskiepių, leidžiančių naudotojams pridėti papildomų funkcijų, pavyzdžiui, 3D vizualizavimą ir duomenų apdorojimą realiuoju laiku. Galiausiai, QGIS suderinamumas su kita atvirojo kodo programine įranga, pavyzdžiui, *R* ir *Python*, leidžia naudotojams lengvai integruoti duomenų analizės darbo eigą su kitomis priemonėmis ir procesais [164], [165], [166].

Vėjo tyrimai QGIS apima išsamų erdvinės analizės ir geoerdvinių įrankių rinkinį, todėl tyrėjams siūloma patikima platforma su vėju susijusiems duomenims tirti ir interpretuoti. Aprašomoji erdvinė statistika yra pagrindinė, leidžianti apskaičiuoti pagrindinius rodiklius, tokius kaip vidutinis vėjo greitis, krypties kintamumas ir erdvinė autokoreliacija. QGIS suteikia patogias sąsajas geostatistiniams metodams, įskaitant variogramų analizę, todėl tyrėjai gali modeliuoti ir kartografuoti erdvinį vėjo charakteristikų kintamumą įvairiose geografinėse vietovėse.

Laiko eilučių analizė QGIS apima laiko ir erdvės komponentų integraciją. Tyrėjai gali pasinaudoti erdvėlaikio interpoliavimo metodais, kad galėtų analizuoti vėjo charakteristikų kitimą laike įvairiose vietovėse. Tai apima animuotų žemėlapių

ir laikinės GIS analizės įrankių naudojimą, siekiant vizualizuoti vėjo elgsenos pokyčius laikui bėgant.

Mašininį mokymąsi ir prognozavimo modeliavimą palengvina QGIS integruoti papildiniai ir įrankiai. Mokslininkai gali naudoti erdvinės regresijos ir mašininio mokymosi algoritmus, tokius kaip „Random Forest“ arba „Support Vector Machines“, kad modeliuotų sudėtingus ryšius tarp vėjo kintamųjų ir geografinių savybių. Galimybė įtraukti mašininio mokymosi modelius į QGIS aplinką padidina vėjo išteklių vertinimo ir prognozavimo modeliavimo tikslumą [167], [168].

Vėjo jėgainių optimizavimą ir išdėstymo analizę galima atlikti naudojant QGIS papildinius, pavyzdžiui, „QSWAT“ arba „WindFarm“, kurie padeda įvertinti optimalias vietas pagal vėjo greitį, kryptį ir kitus svarbius veiksnius. Be to, QGIS palaiko nuotolinio stebėjimo duomenų integravimą, todėl galima analizuoti realaus laiko atmosferos sąlygas naudojant tokias technologijas kaip LIDAR ar SODAR, kad būtų galima tiksliau įvertinti vėjo išteklius.

QGIS yra universali vėjo tyrimų platforma, kurioje siūlomas erdvinės ir laiko analizės, mašininio mokymosi, CFD modeliavimo ir vėjo jėgainių optimizavimo priemonių rinkinys. Tyrėjai gali pasinaudoti šiomis galimybėmis, kad įgytų gilesnių įžvalgų apie vėjo dinamiką ir prisidėtų prie atsinaujinančiosios energijos ir meteorologinių tyrimų pažangos [169], [170], [171].

2.10. Autorės indėlis

Novatoriškas autorės tyrimas – tai pokytis vertinant vėjo energijos plėtrą, nes jis pranoksta įprastinius metodus ir apima subtilų klimato kaitos ir urbanizacijos dinamikos supratimą. Jos kruopščiai parengta metodika ne tik padeda užpildyti akivaizdžią esamos literatūros spragą, bet ir skelbia naują išsamios analizės erą atsinaujinančiosios energijos tyrimų srityje. Autorė, įvairiapusškai išnaginėjusi klimato kaitos ir urbanizacijos poveikį potencialiems vėjo jėgainių parkams, išnaginėjo sudėtingą atsinaujinančiosios energijos infrastruktūrai įtaką darančių veiksnių sistemą. Taikant novatorišką požiūrį, autorei pavyko atskleisti sudėtingą aplinkos pokyčių, miestų plėtros trajektorijų ir vėjo energetikos projektų įgyvendinamumo tarpusavio priklausomybę. Be to, autorės analizė apima ir prognozavimo modeliavimą bei galimų scenarijų planavimą, kad būtų galima numatyti būsimus vėjo energijos plėtros iššūkius ir galimybes. Toks į ateitį orientuotas požiūris ne tik suteikia galimybę politikos sprendimų priėmėjams ir pramonės suinteresuotiesiems subjektams gauti naudingų įžvalgų, bet ir skatina atsparumą bei gebėjimą prisitaikyti prie kintančių aplinkos ir socialinių bei ekonominių sąlygų. Autorės tyrimų gilumą pabrėžia taikyti duomenų apdorojimo metodai ir išplėstų algoritmų kūrimas R programavimo aplinkoje. Galimybė apdoroti didžiulius meteorologinių duomenų kiekius ir išskirti reikšmingus dėsningumus rodo jos gebėjimą ir mokslinių tyrimų tikslumo siekį. Be to, autorė naudoja grafinius žemėlapius, ypač pasitelkia įvairius žemėlapių sudarymo būdus, ir tai yra veiksminga priemonė, padedanti vizualizuoti teisinę ir reguliavimo bazę, susijusią su vėjo energijos projektais. Toks visapusiškas metodas ne tik pagerina supratimą, bet ir palengvina pagrįstų sprendimų priėmimą bei suinteresuotųjų šalių dalyvavimą.

Autorės darbas – tai naujas žingsnis siekiant sumažinti atotrūkį tarp teorinių žinių ir praktinio pritaikymo vėjo energetikos plėtros srityje. Išryškindama sudėtingą klimato kaitos, urbanizacijos, turbulencijos intensyvumo ir atsinaujinančiosios energijos infrastruktūros sąveiką, ji prisidėjo prie tvaresnės ir atsparesnės energetikos galimybių.

2.11. Skyriaus apibendrinimas

Šiame skyriuje pateikiama išsami vėjo energijos apžvalga, daugiausia dėmesio skiriama įvairių tipų vėjo turbinoms, įskaitant horizontalios ašies vėjo jėgaines (HAWT), vertikalios ašies vėjo turbinas (VAWT) ir kelių rotorių vėjo elektrinių (MRWT). Kiekvieno tipo vėjo jėgainės pasižymi unikaliomis savybėmis: HAWT yra labiausiai paplitusios dėl savo efektyvumo, VAWT tinka turbulentiniam ir kintamam vėjui, o MRWT yra nauja technologija, kuria siekiama pagerinti energijos surinkimą. Vėjo turbinų efektyvumą riboja Betz'o riba – teorinis didžiausias 59,3 % efektyvumas. Vėjo energijos potencialas vertinamas skirtingu mastu – dideliuose miestuose, miesteliuose, kaimuose, priemiesčiuose ir kaimo vietovėse – kiekvienoje iš jų susiduriama su unikaliais iššūkiais ir galimybėmis, atsižvelgiant į gyventojų tankumą, infrastruktūrą ir vietos vėjo sąlygas. Skyriuje taip pat aptariama urbanizacijos sparta, skirstoma į lėtą, vidutinę ir greitą, įtaka vėjo energijos planavimui ir plėtrai, nes sparti urbanizacija didina energijos poreikį ir apsunkina jėgainių išdėstymą.

Teisinio reguliavimo tvarka yra labai svarbi, todėl skyriuje apžvelgiami atitinkami Lietuvos, Europos Sąjungos teisės aktai ir tarptautiniai susitarimai, pavyzdžiui, Paryžiaus susitarimas, kurie bendrai formuoja vėjo energetikos projektų teisinę aplinką. Lietuvos vėjo energetikos potencialas išsamiu analizuojamas atsižvelgiant į Lietuvos geografines ir klimato sąlygas, vidutinį vėjo greitį, turimas erdves ir esamą infrastruktūrą. Skyriuje taip pat gilinamasi į klimato kaitą ir jos poveikį vėjo energetikai, pasitelkiant tokius klimato kaitos modelius kaip RCP2.6, RCP4.5 ir RCP8.5, kad būtų galima prognozuoti būsimus vėjo pokyčius ir jų poveikį vėjo energijos ištekliams.

Tokios pagrindinės sąvokos, kaip vėjo šiurkštumas, kuris turi įtakos vėjo greičiui ir turbulencijai prie žemės, yra labai svarbios norint tiksliai įvertinti vėjo energiją. Siekiant patikslinti vėjo greičio duomenis ir užtikrinti patikimas prognozes bei vėjo elektrinių gamybos potencialo vertinimus, taikomi paklaidų koregavimo metodai. Vėjo greičio priklausomybė nuo aukščio yra dar vienas svarbus veiksnys, nes vėjo greitis paprastai didėja didėjant aukščiui, o tai turi įtakos optimaliam vėjo jėgainių įrengimui. Vėjo jėgainių parkų parametrai, įskaitant atstumus tarp elektrinių ar jų išdėstymą, yra labai svarbūs siekiant užtikrinti vėjo jėgainių parkų efektyvumą. Skyriuje apžvelgtos tokios analitinės priemonės kaip „RStudio“ ir QGIS: „RStudio“ naudojama statistinei analizei ir duomenų vizualizavimui, o QGIS suteikia geografinės informacinės sistemos galimybes kartografuoti ir atlikti erdvinę vėjo išteklių ir potencialių turbinų vietų analizę. Skyriuje išsamiu nagrinėjami įvairiapusiai vėjo energetikos plėtros aspektai, ypač daug dėmesio skiriant Lietuvos potencialui ir iššūkiams.

3. METODIKA

3.1. Istoriniai ir prognozuojami vėjo greičio duomenys

Duomenys apie vėjo greitį buvo gauti iš Nacionalinės vandenynų ir atmosferos administracijos (angl. National Oceanic and Atmospheric Administration, NOAA), kuri tvarko pasaulinės paviršiaus dienos suvestinės (angl. global surface summary of the day data, GSOD) duomenų rinkinį, kuriame pateikiama tokia informacija kaip temperatūra, krituliai, vėjo greitis ir gūšiai bei atmosferos slėgis [172]. NOAA meteorologinius stebėjimus fiksuoja nuo 1901 m., todėl sukaupta daugybė duomenų. Tačiau dėl trūkstamų duomenų taškų ankstyvųjų metų duomenų rinkinys turi trūkumų. Siekiant išspręsti šią problemą, daugiausia dėmesio buvo skirta istoriniams 1990–2020 m. laikotarpio vėjo greičio duomenims, kurie šiame tyrime buvo laikomi klimatologine norma (KN). Nustačius šį laikotarpį kaip atskaitos laikotarpį, buvo galima palyginti ir nustatyti istorinių ir prognozuojamo vėjo greičio duomenų ryšį, o tai labai svarbu norint tiksliai analizuoti ir interpretuoti duomenis. Lietuvoje KN duomenys yra pateikiami 22 stotims, visas stočių sąrašas yra pateikiamas 10 lentelėje. Istorinio laikotarpio duomenų rinkinį sudaro apie 240 000 individualių dieninių vėjo greičio matavimų vidurkių.

10 lentelė. Meteorologinių stočių sąrašas Lietuvoje

Stotis	Platuma, °Š	Ilguma, °R	Aukštis virš jūros lygio, m	z_0
Biržai	55,20	24,76	63	1
Dotnuva	55,37	23,89	48	1
Dūkštas	55,52	26,32	151	3
Kaunas	54,90	23,89	48	4
Klaipėda	55,71	21,13	21	4
Laukuva	55,62	22,23	166	2,5
Lazdijai	54,23	23,52	126	2,5
Mažeikiai	56,31	22,34	81	2
Nida	55,30	21,00	4	3
Panevėžys	55,73	24,36	61	2,5
Raseiniai	55,38	23,12	125	1
Rokiškis	55,96	25,59	133	1,5
Šiauliai	55,92	23,32	107	3
Šilutė	55,34	21,47	11	1,5
Švenčionys	55,13	26,16	230	2
Tauragė	55,25	22,29	36	2,5
Telšiai	55,99	22,20	128	2,5
Ukmergė	55,25	24,76	64	2
Utena	55,50	25,60	113	1,5
Varėna	54,20	24,58	136	2

Vėžaičiai	55,72	21,48	56	1,5
Vilnius	54,68	25,29	148	4

Klimatologinės prognozės yra labai svarbios norint suprasti galimą klimato kaitos poveikį ateityje. Naujausios kartos klimato prognozės grindžiamos keturiais tipinio koncentracijos kelio (RCP) scenarijais: RCP2.6, RCP4.5, RCP6 ir RCP8.5. Kiekvienas scenarijus atspindi tam tikrą spinduliuotės poveikio lygį 2100 m. – nuo 2,6 W/m² (RCP2.6) iki 8,5 W/m² (RCP8.5). Šiuose scenarijuose atsižvelgiama į tokius veiksnius kaip gyventojų skaičiaus augimas, ekonominė plėtra ir energijos vartojimas, kurie vėliau naudojami modeliuojant galimą būsimą ŠESD išmetimą ir jo poveikį klimatui [173]. Pavyzdžiui, RCP2.6 scenarijus atspindi ateitį, kai ŠESD emisijos bus nedelsiant ir agresyviai mažinamos, todėl iki šimtmečio pabaigos temperatūra kils iki 2°C iki šimtmečio pabaigos. Kita vertus, RCP8.5 scenarijus atspindi ateitį, kai nebus imtasi jokių reikšmingų klimato kaitos švelninimo priemonių, todėl temperatūra labai pakils ir bus daugiau ekstremalių orų reiškinių. Šios prognozės yra labai svarbios politikos formuotojams, infrastruktūros planavimui ir pastangoms mažinti ŠESD išmetimą bei prisitaikyti prie besikeičiančio klimato. Jomis taip pat remiamasi vykdant mokslinius tyrimus, kuriais siekiama kurti naujas technologijas ir metodus, skirtus klimato kaitai ir jos poveikiui mažinti. [174].

Įvairiais klimato modeliais ir scenarijais pagrįsti modeliavimo rezultatai suteikia svarbių duomenų klimato kaitai ir galimam jos poveikiui įvertinti. Šie modeliai imituoja įvairius scenarijus ir jų poveikį klimatui pagal tokius veiksnius kaip ŠESD išmetimas, ekonominis vystymasis ir gyventojų skaičiaus augimas. Pagrindiniai šiuose modeliavimuose naudojami scenarijai: RCP2.6, RCP4.5 ir RCP8.5. Šie scenarijai padeda suprasti, kaip skirtingi ŠESD išmetimo lygiai gali paveikti klimatą artimiausiais dešimtmečiais ir šimtmečiais. Pagal šiuos scenarijus ir įvairius modelius gauti modeliavimo rezultatai yra pirminiai duomenys, leidžiantys įvertinti klimato kaitą ir jos poveikį iki šio šimtmečio pabaigos, o kai kuriais atvejais – iki 2300 metų. Šie duomenys politikos formuotojams ir kitiems suinteresuotiesiems subjektams padeda planuoti su klimatu susijusią riziką ateityje ir nustatyti galimas prisitaikymo ir klimato kaitos švelninimo strategijas [41], [175]. Vertinant klimato kaitos poveikį atsižvelgiama į daugelį veiksnių, pavyzdžiui, temperatūros, kritulių kiekio, jūros lygio kilimo, ekstremalių orų reiškinių dažnumo ir stiprumo pokyčius. Ši informacija gali padėti priimti sprendimus tokiais klausimais, kaip žemės naudojimo planavimas, infrastruktūros plėtra ir pasirengimas nelaimėms. Klimato modelių ir scenarijų modeliavimo rezultatai yra esminės priemonės, padedančios suprasti sudėtingus ir tarpusavyje susijusius veiksnius, lemiančius klimato kaitą ir jos poveikį. Jie suteikia svarbių įžvalgų apie galimą riziką ir iššūkius, su kuriais bendruomenės, įmonės ir vyriausybės susidurs ateinančiais dešimtmečiais ir šimtmečiais [176], [177]. Šiame tyrime buvo naudojami septyni skirtingi klimato modeliai ateities klimato scenarijams modeliuoti. Tyrime naudoti šie modeliai: MPI-ESM-LR (Makso Planko meteorologijos instituto Žemės sistema), HadGem2-ES (Hadley centro pasaulinis aplinkos modelis) ir IPSL-CM5A-MR (Pjero Simono Laplaso institutas). Be šių modelių į tyrimą taip pat įtraukti CNRM-CM3 (Nacionalinis meteorologinių tyrimų

centras), CSIRO-MK3 (Sandraugos mokslinių ir pramoninių tyrimų organizacija), CanESM2 (Kanados klimato modeliavimo ir analizės centras) ir MIROC-ESM (Japonijos jūrų žemės mokslų agentūra) modeliai (11 lentelė). Prognozuojamo laikotarpio duomenų rinkinį sudaro apie 5 300 000 individualių dieninių vėjo greičio vėrcių vidurkių.

Vidutinis paros priežeminio vėjo greitis 2005–2100 m. laikotarpiu buvo gautas iš portalo „Earth System Grid“ (<https://esgf-node.llnl.gov/projects/esgf-llnl/>). Šis portalas suteikia prieigą prie įvairių klimato modelių duomenų ir yra plačiai naudojamas mokslininkų, kad jie galėtų gauti ir analizuoti klimato duomenis. Naudojant šiuos modelius tyrime buvo modeliuojami įvairūs būsimų klimato pokyčių scenarijai, įskaitant temperatūros, kritulių ir vėjo greičio pokyčius. Lyginant skirtingų modelių ir scenarijų rezultatus, tyrimu siekta pateikti išvalgų apie galimą klimato kaitos poveikį vėjo greičiui ir kitiems klimato kintamiesiems. Tyrimo išvados gali turėti didelės reikšmės įvairiems sektoriams, kurie priklauso nuo vėjo energijos, pavyzdžiui, atsinaujinančiosios energijos pramonei, žemės ūkiui ir transportui. Rezultatai gali padėti informuoti apie sprendimų priėmimo procesus ir padėti politikos formuotojams kurti strategijas, skirtas galimam klimato kaitos poveikiui šiems sektoriams sušvelninti. Tai, kad šiame tyrime buvo naudojami keli klimato modeliai ir duomenų šaltiniai, rodo bendradarbiavimo ir dalijimosi duomenimis svarbą klimato tyrimuose. Šios išvados suteikia vertingų išvalgų apie galimą klimato kaitos poveikį ir gali būti naudingos priimant sprendimus įvairiuose sektoriuose.

11 lentelė. Analizuoti klimato kaitos modeliai

Modelis	Institucija	Šalis	Horizontali rezoliucija
MPI-ESM-LR	Makso Planko meteorologijos institutas	Vokietija	1,875°×1,875°
HadGem2-ES	JK Meteorologijos tarnybos Hadlio centras	Jungtinė Karalystė	1,25° × 1,875°
IPSL-CM5A-MR	Pjero Simono Laplaso institutas	Prancūzija	1,9° × 3,75°
CNRM-CM3	Nacionalinis meteorologinių tyrimų centras	Prancūzija	1,4° × 1,4°
CSIRO-MK3	Sandraugos mokslinių ir pramoninių tyrimų organizacija	Australija	1,875°×1,875°

MIROC-ESM	Japonijos jūrų žemės mokslų agentūra	Japonija	1,4° × 2,8°
CanESM2	Kanados klimato modeliavimo ir analizės centras	Kanada	2,8125° × 2,8125°

3.2. Vėjo greičio duomenų išskleidimas

Šiame skyriuje pateikiama išsami skaičiavimo algoritmo, kuris buvo sukurtas šiam tyrimui atlikti, schema. Ši principinė schema vaizdžiai parodo algoritmo vykdymo procesą žingsnis po žingsnio. Laikantis veiksmų sekos, pavaizduotos proceso schemoje, galima geriau suprasti, kaip atliekami skaičiavimai ir kokie loginiai algoritmo veiksmai atliekami. Šia vaizdine priemone siekiama pagerinti supratimą ir palengvinti algoritmo įgyvendinimą praktiniuose scenarijuose.



26 pav. Vėjo greičio duomenų išskleidimo ir skaičiavimo algoritmo schema

Klimato kaitos duomenys paprastai yra pateikiami nestandartiniu NetCDF (angl. Network Common Data Form) formatu, kuris yra skirtas daugiamačiams moksliniams duomenims (kintamiesiems), pavyzdžiui, temperatūrai, drėgmei, slėgiui,

vėjo greičiui ir kryptčiai, saugoti. Šie duomenys paprastai saugomi keliose duomenų rinkmenose, kurios dažniausiai yra pateikiamos iki 2100 metų 10-ies metų intervalais. Tokie duomenys paprastai išskleidžiami į įprastas duomenų lenteles, kuriose būna aprašytos vietovės, data ir / ar laikas bei kintamasis. Pastarosios duomenų lentelės išsaugomos CSV arba tekstinės duomenų rinkmenos pavidalu. Norint tai atlikti, yra reikalinga programinė įranga „RStudio“, kurioje yra funkcijų biblioteka *cmsaf*. Ši biblioteka yra skirta paruošti, analizuoti bei vizualizuoti klimatinius duomenis, kurie yra pateikiami minėtu NetCDF formatu. Pirmiausiai yra sukuriama CSV formato duomenų rinkmena, kurioje yra pateikiamos norimos meteorologinių stočių koordinatės (10 lentelė). Tuomet naudojant funkciją *box_mergetime* visos NetCDF duomenų rinkmenos, kurios priklauso vienam modeliui yra sujungiamos į vieną ir paliekamas tik pasirinktas plotas, aprašomas koordinatėmis, kaip pavaizduota paveikslėlyje (27 pav.).

```

32 box_mergetime('sfcwind', wd,
33               'HadGEM2-ES_rcp85', |
34               'HadGEM2-ES_rcp85', 0,90,0,90, overwrite = TRUE) # lon, lat
35

```

27 pav. Programos „RStudio“ algoritmo iškarpa, aprašanti NetCDF rinkmenų sujungimą į vieną ir pasirinkto ploto iškirpimą

Tuomet naudojant naująją duomenų rinkmeną yra išrenkamos tik reikalingos meteorologinės stotys, nurodant jų koordinatas ir pavadinimą (28 pav.).

```

46- for (i in 1:nrow(city)) {
47   lon <- city[i,3] # stoties pavadinimas
48   lat <- city[i,2] # stoties platumas
49   pav <- city[i,1] # stoties ilgumas
50   selpoint("sfcwind", "sfcwind_day_IPSL-CM6A-LR_ssp245_r1i1p1f1_gr_20150101-21001231.nc", pav, lon, lat, "csv")
51 }

```

28 pav. Programos „RStudio“ algoritmo iškarpa, aprašanti kiekvienos meteorologinės stoties duomenų gavimą iš NetCDF rinkmenos nuo 2006 iki 2100 metų

Kadangi visų meteorologijos stočių duomenys yra saugomi atskirose duomenų rinkmenose, visos rinkmenos vėliau yra sujungiamos į vieną naudojant *merge* funkciją ir išsaugomos.

```

68- for (j in 1:nrow(stotys)) {
69   f3 <- stotys[j,1]
70   fz <- read.csv2(f3)
71   fq <- as.data.frame(unique(fz$get_time.file_data.time_info.units..file_data.dimension_data.t.))
72   colnames(fq)[1] <- "f2"
73   fq$result <- fz$result[match(fq$f2, fz$get_time.file_data.time_info.units..file_data.dimension_data.t.))
74   f2 <- merge(f2,fq, by="f2")
75
76- }

```

29 pav. Programos „RStudio“ algoritmo iškarpa, aprašanti kiekvienos meteorologinės stoties duomenų sujungimą į vieną duomenų rinkmeną

3.3. Žemėlapių sudarymo metodika

Pasirenkant analizuojamas vietoves yra reikalingi tam tikri žemėlapiai, norint objektyviau parinkti tinkamas vietas šalyje, kuriose galėtų būti vystomi vėjo parkai.

Pirmiausiai buvo įvertinta šalies urbanistinė aplinka meteorologinių stočių aplinkoje. Šioms stotims ir jų aplinkai buvo priskirtos šurkštumo klasės. Pavyzdžiui, dideliems miestams, tokiems kaip Vilnius, Kaunas, Klaipėda, buvo priskirta 4 šurkštumo klasė, mažesniems – 3, o kaimo vietovėms 1 arba 2, priklausomai nuo jų užstatymo. Skirtingų urbanistinių aplinkų ir joms priskirtų šurkštumo klasių visas sąrašas yra pateiktas 10 lentelėje. Remiantis šiuo sąrašu yra sudaromas šurkštumo arba urbanistinės aplinkos žemėlapis. Kadangi urbanistinės stotys yra tik tam tikrose vietose ir taip neįmanoma įvertinti tarpinių vietovių tarp stočių, buvo atliktas mastelio mažinimas QGIS programos darbinėje aplinkoje. Mastelio mažinimas atliktas naudojant apibendrintus tiesinius modelius (GLM). GLM yra išplėstinė tradicinės tiesinės regresijos versija. Šurkštumo klasių duomenys buvo sumažinti naudojant tokią formulę [178]:

$$E(Y) = g^{-1}(X\beta); \quad (13)$$

čia X – prognozuojamasis rodiklis;

$E(Y)$ – tikėtinas prognozuojamasis rodiklis ir reikšmė;

g – ryšio funkcija;

β – parametras, įvertintas taikant mažiausiųjų kvadratų iteracinį algoritmą.

Minėtas mastelio mažinimas nereikalauja papildomai įvesti naudojamą formulę. Tai atliekama naudojant QGIS funkciją „interpoliacija“ bei pasirinkus „svertinę atstumo interpoliaciją“.

Antram draudžiamų vėjo energetikos plėtros zonų žemėlapiui sudaryti buvo panaudotas Lietuvos kariuomenės vado 2016 m. įsakymu Nr. V-217 patvirtintas žemėlapis, darbo 1.6 skyriuje pateikti žemėlapiai ir geoportal.lt svetainėje esantys žemėlapiai su nurodytomis saugomomis teritorijomis. Visi šie žemėlapiai buvo sudėti sluoksniais QGIS programoje ir pagal juos nubrėžtos leidžiamų teritorijų ribos.

Netinkamomis vėjo energijos gamybai dienomis yra laikomos tokios dienos, kai vidutinis vėjo greitis tą dieną yra mažesnis kaip 3 m/s arba didesnis kaip 25 m/s. Toks intervalas yra pasirinktas todėl, kad dažniausiai vėjo jėgainės pradeda veikti tuomet, kai vėjo greitis pasiekia 3 m/s greitį bei išsijungia esant didesniai nei 25 m/s greičiui. Netinkamų dienų skaičius vėjo energijos gamybai gali stipriai nulemti pagaminamos energijos kiekį, todėl yra svarbu įvertinti, kaip kasmet keičiasi šis skaičius ir kaip jis keisis ateityje. Tai galima padaryti naudojantis (14) formule:

$$m = \sum_1^i ni \quad kai \quad (v < 3 | v > 25); \quad (14)$$

čia ni – bevėjų dienų skaičius;

v – vėjo greitis, m/s.

Netinkamų dienų skaičius yra skaičiuojamas dviem aukščiams – 100 m ir 150 m, žemėlapyje pavaizduotas 30 metų istorinio periodo vidurkis abiem aukščiams.

3.4. Prognozuojamų duomenų nuokrypio korekcija

Klimato modeliuose dažnai būna sisteminių nuokrypių ar klaidų, susijusių su dabartinių ar istorinių klimato sąlygų modeliavimu, kurios gali būti perkeltos į būsimų klimato sąlygų prognozes. Tai reiškia, kad pirminiai klimato modelio rezultatai gali netiksliai atspindėti tikrąjį būsimą klimatą, o tai yra problemiška daugeliui taikomųjų programų, įskaitant susijusias su vėjo energija. Kalbant apie vėjo energetiką, vėjo greičio prognozių paklaidos gali lemti netikslias vėjo energijos gamybos prognozes, o tai gali turėti didelių ekonominių ir aplinkosauginių pasekmių. Pavyzdžiui, jei vėjo energijos kūrėjai pasikliauja neapdorotomis vėjo greičio prognozėmis, kuriose yra paklaidų, jie gali investuoti į vėjo jėgainių parkus, kurie nepasiteisina taip, kaip tikėtasi, todėl investicijų grąža sumažėja, o anglies dioksido išmetimas padidėja dėl to, kad vietoj to naudojamas iškastinis kuras. Nuokrypio koregavimo metodai naudojami siekiant pakoreguoti neapdorotus klimato modelių rezultatus, kad jie geriau atspindėtų stebimas klimato sąlygas, paprastai lyginant modelio rezultatus su istoriniais klimato stebėjimais ir koreguojant dėl sisteminių skirtumų ar nuokrypio. Tai gali padidinti vėjo greičio prognozių tikslumą ir patikimumą ir padėti užtikrinti, kad vėjo energijos kūrėjai ir kitos suinteresuotosios šalys turėtų informacijos, reikalingos pagrįstiems sprendimams priimti.

Surinkus stebėjimo ir prognozuojamo vėjo greičio duomenis, buvo atlikta nuokrypių korekcija. Nuokrypio korekcijos paprastai reikalinga, nes lyginant istorinius ir prognozuojamo vėjo greičio duomenis yra nustatoma reikšmingų paklaidų.

Procentinis vėjo greičio pokytis, palyginti su 2006–2020 m. stebėjimų laikotarpiu, apskaičiuotas kiekvieniems metams iki šimtmečio pabaigos pagal pateiktas formules ((15) ir (16) formulės), kurios buvo sukurtos šiam darbui atlikti:

$$a_i = \frac{(RF_p - vs_i) \cdot 100}{RF_p}; \quad (15)$$

čia a_i – prognozuojamas metinis vėjo greičio pokytis (i reiškia dieną nuo stebėjimų pradžios) %;

RF_p – vidutinis vėjo greitis per ataskaitinį laikotarpį, naudojant prognozuojamus duomenis, m/s;

vs_i – prognozuojamas vidutinis metinis vėjo greitis (i reiškia dieną nuo stebėjimų pradžios), m/s.

Prognozuojamas vėjo greitis buvo apskaičiuotas remiantis istoriniais duomenimis apibūdinančiais vidutinį vėjo greitį, kurie buvo gauti tam pačiam 2006–2020 m. laikotarpiui ((16) formulė):

$$v_i = \frac{(100 - a_i) \cdot RF_0}{100}; \quad (16)$$

čia v_i – tikėtinas metinis vėjo greitis (i reiškia dieną nuo stebėjimų pradžios) m/s;

RF_0 – vidutinis vėjo greitis per istorinį laikotarpį, m/s.

3.5. Prognozuojamų ir istorinių duomenų statistinis patikimumas

Siekiant užtikrinti vėjo greičio prognozių tikslumą ir patikimumą, atliekami keli svarbūs veiksmai. Pirmiausiai analizuojama istorinių vėjo greičio duomenų kokybė ir nuoseklumas, kad jie tiksliai atspindėtų konkrečią vietovę. Prognozių patvirtinimas pagal šiuos istorinius duomenis yra esminis aspektas, taikant statistinius testus, kad būtų nustatytas prognozuojamo ir stebimo vėjo greičio atitikimo laipsnis. Be to, atliekama griežta paklaidų ir nuokrypių analizė, siekiant nustatyti bet kokius prognozių neatitikimus, o neapibrėžtumai kiekybiškai įvertinami taikant statistinius metodus, pavyzdžiui, koreliacijos koeficientus, vidutinę kvadratinę paklaidą (RMSE), vidutinę absoliutinę paklaidą (MAE) ir pan. Šių statistinių rodiklių analizė leidžia pasirinkti tinkamus klimato kaitos modelius bei atmesti tuos, kurių paklaidos arba reikšmingumo lygmuo yra per dideli [143].

Vidutinė absoliutinė procentinė klaida (MAPE) yra plačiai naudojamas rodiklis įvairiose srityse [179], įskaitant vėjo greičio prognozavimą ir modeliavimą. Ji padeda įvertinti prognozių tikslumą, lyginant su istoriniais duomenimis. MAPE kiekybiškai įvertina vidutinį procentinį skirtumą tarp prognozuojamų verčių ir stebimų istorinių verčių, kuris yra išreiškiamas procentais, todėl jį lengva interpretuoti. Mažesnis MAPE rodo didesnę tikslumą, o tai reiškia, kad prognozės tiksliai atitinka istorinius duomenis. Ir atvirkščiai, didesnis MAPE rodo didesnę vidutinį procentinį nuokrypį, o tai reiškia, kad prognozės nėra tokios tikslios. Pavyzdžiui, jei MAPE yra 5 %, tai reiškia, kad vidutiniškai vėjo greičio prognozės duomenys nuo faktinių verčių skiriasi 5 %. MAPE vertė apskaičiuojama taip:

$$\text{MAPE} = \left(\frac{1}{n}\right) \cdot \Sigma \left(\frac{|v_{\text{obs}} - v_{\text{prog}}|}{v_{\text{obs}}} \cdot 100\right); \quad (17)$$

čia n – stebėjimų skaičius;

v_{obs} – stebėtos vėjo greičio vertės, m/s;

v_{prog} – prognozuojamos vėjo greičio vertės, m/s;

$|x|$ žymi absoliučiąją x vertę.

Vidutinė absoliučioji paklaida (MAE) – tai dažniausiai naudojama prognozių tikslumo vertinimo metrika, kai jos lyginamos su istoriniais duomenimis. Ji aiškiai parodo, kiek vidutiniškai prognozės skiriasi nuo faktinių verčių. Mažesnė MAE rodo didesnę tikslumą, nes tai rodo, kad vidutiniškai prognozės yra artimesnės stebėtoms vertėms. Ir atvirkščiai, didesnis MAE reiškia didesnes vidutines paklaidas, o tai reiškia, kad prognozės yra mažiau tikslios. Pavyzdžiui, jei prognozuojamo vėjo greičio MAE yra 2 m/s, tai reiškia, kad vidutiniškai prognozuojamas vėjo greitis nuo faktinio skiriasi per 2 m/s. Analogiškai, jei naudojami vienetai yra km/h, tai reikštų, kad vidutiniškai prognozės nuo faktinio vėjo greičio nukrypsta 2 km/h. Pagrindinė išvada yra ta, kad MAE kiekybiškai įvertina vidutinį paklaidų dydį tais pačiais vienetais, kaip ir matuojamas kintamasis, kuris šiuo atveju yra vėjo greitis.

Pasirinkimas tarp MAE ir MAPE priklauso nuo konkretaus konteksto ir analizės tikslų. MAE yra tiesioginis paklaidos dydžio matas, nes pateikia vidutinę absoliučiąją paklaidą tais pačiais vienetais, kaip ir matuojamas kintamasis, todėl ją lengva interpretuoti ir ji yra ypač naudinga, kai dirbama su skirtingo mastelio duomenimis. Tačiau MAE neatsižvelgia į santykinę paklaidų pobūdį ir vienodai vertina dideles ir mažas paklaidas, o tai gali neatspindėti bendro prognozės tikslumo. Priešingai, MAPE klaidos išreiškiamos faktinių verčių procentine dalimi, todėl tai yra standartizuotas matas, kuris palengvina skirtingų duomenų rinkinių ar scenarijų palyginimą. MAPE gali būti nepakankamai tiksli, jei yra duomenų, kurių reikšmės artimos nuliui, ir gali būti netinkama, kai dirbama su duomenimis, kuriuose yra nulinių reikšmių arba kai faktinės reikšmės yra labai mažos, nes dalijimas iš nulio arba beveik nulinių reikšmių gali sumažinti tikslumą. Taigi, MAE ir MAPE pasirinkimas priklauso nuo konkrečių analizės tikslų ir vertinamų duomenų pobūdžio [179], [143].

$$MAE = \left(\frac{1}{n}\right) \cdot \sum(|v_{obs} - v_{prog}|); \quad (18)$$

čia n – stebėjimų skaičius;

v_{obs} – stebėtos vėjo greičio vertės, m/s;

v_{prog} – prognozuojamos vėjo greičio vertės, m/s,

$|x|$ žymi absoliučiąją x vertę.

Vidutinė kvadratinė paklaida (RMSE) yra taip pat plačiai naudojamas rodiklis vertinant statistinį vėjo greičio prognozių patikimumą, kai jos lyginamos su istoriniais vėjo greičio duomenimis. Jį galima lengvai interpretuoti, nes jis pateikiamas tais pačiais vienetais kaip ir vėjo greičio duomenys, o mažesnės RMSE reikšmės rodo, kad prognozės ir istorinės vėjo greičio reikšmės labiau sutampa. Pavyzdžiui, kaip ir MAE, RMSE matuojama m/s šio tyrimo atveju, 1 m/s reikšmė rodo, kad prognozės vidutiniškai nukrypsta nuo stebėto vėjo greičio 1 m/s.

RMSE skiriasi nuo MAE ir MAPE keliais pagrindiniais aspektais. Nors visi trys rodikliai matuoja prognozių tikslumą, RMSE labiau pabrėžia klaidų dydį nei MAE ir MAPE. RMSE apskaičiuoja klaidų kvadratą, todėl didesnėms klaidoms suteikiamas didesnis „svoris“, o tai gali būti naudinga, kai norima pabrėžti didelius nukrypimus nuo faktinių verčių. Priešingai, MAE ir MAPE visos klaidos vertinamos vienodai, atsižvelgiant į jų dydį. Be to, RMSE išreiškiama tais pačiais vienetais kaip ir matuojamas kintamasis, todėl ją lengva interpretuoti, tačiau ji nėra procentinė, kaip MAPE. Tačiau RMSE turi tam tikrų trūkumų, tokių kaip MAE, pavyzdžiui, jautrumas ribinėms reikšmėms ir mastelio nekintamumo trūkumas. Be to, nuo MAPE ji skiriasi tuo, kad paklaidos neišreiškiamos procentais nuo faktinių verčių, todėl ji gali būti mažiau patogi ne techninio profilio suinteresuotosioms šalims [179].

$$RMSE = \sqrt{\frac{1}{n} \sum_{i=1}^n (v_{obs} - v_{prog})^2}; \quad (19)$$

čia n – stebėjimų skaičius;

v_{obs} – stebėtos vėjo greičio vertės, m/s;
 v_{prog} – prognozuojamos vėjo greičio vertės, m/s;
 $|x|$ žymi absoliučiąją x vertę.

Reikšmingumo lygmuo arba kitaip p vertė yra itin reikšminga lyginant prognozuojamus ir istorinius vėjo greičio duomenis, nes ji yra labai svarbi statistinė priemonė šių duomenų rinkinių patikimumui įvertinti. Šis analitinis procesas dažnai prasideda nuo hipotezių formulavimo. Nulinė hipotezė (H_0) teigia, kad nėra reikšmingo skirtumo tarp prognozuojamų ir istorinių vėjo greičio duomenų, o tuo tarpu alternatyvi hipotezė (H_1) teigia, kad yra reikšmingas skirtumas. Šioms hipotezėms įvertinti kruopščiai renkami duomenys, apimantys istorinius vėjo greičio įrašus ir vėjo greičio prognozes persidengėniu laikotarpiu, kuris šio tyrimo atveju yra 2006–2020 metai. Vėliau atliekamas statistinis testas, dažniausiai pasirenkamas t -testas, kaip ir šio tyrimo metu, arba dispersinė analizė (ANOVA), atsižvelgiant į duomenų pobūdį ir tyrimo tikslus. p vertė kiekybiškai parodo tikimybę gauti stebimus skirtumus arba kraštutinius skirtumus, jei nulinė hipotezė iš tiesų būtų teisinga. Ši tikimybė yra svarbi nustatant, kad šie skirtumai atsirado tik dėl atsitiktinumo. Reikšmingumo lygmens aiškinimas priklauso nuo iš anksto nustatyto reikšmingumo lygio, paprastai žymimo α , kuris dažniausiai yra 0,05 arba 5 %. Kai p vertė yra mažesnė nei α , tai rodo, kad mažai tikėtina, jog pastebėti skirtumai atsirado tik dėl atsitiktinių svyravimų, todėl nulinė hipotezė atmetama. Tai reiškia, kad duomenų rinkiniai pasižymi statistiškai reikšmingais skirtumais. Ir atvirkščiai, kai p vertė viršija α , tai reiškia, kad nepakanka įrodymų daryti išvadą, jog duomenų rinkiniai reikšmingai skiriasi, ir nulinė hipotezė neatmetama. Sprendimas atmesti arba priimti nulinę hipotezę turi svarbią reikšmę vėjo energijos prognozavimui ir išteklių valdymui. Jei nulinė hipotezė atmetama, tai reiškia, kad yra statistiškai reikšmingų skirtumų tarp prognozės ir istorinių vėjo greičio duomenų, vadinasi, prognozavimo modelį gali reikėti koreguoti arba tobulinti. Kita vertus, jei nulinė hipotezė priimama, tai reiškia, kad prognozuojamas vėjo greitis atitinka istorinius duomenis, todėl galima pasitikėti prognozavimo modelio patikimumu. Tačiau būtina pripažinti, kad tikrinant hipotezes galimos paklaidos, taip pat neapibrėžtumai, būdingi vėjo greičio duomenų rinkimo ir modeliavimo metodikoms. Tai pabrėžia nuolatinio prognozavimo metodu patvirtinimo ir tobulinimo svarbą, siekiant užtikrinti tikslias ir patikimas prognozes, taikomas vėjo energetikoje [143].

$$t = \frac{v_{prog,vid} - v_{obs,vid}}{\sqrt{\frac{\sigma_1^2}{n_1} + \frac{\sigma_2^2}{n_2}}}; \quad (20)$$

čia $v_{prog,vid}$ – prognozuojamo vėjo greičio duomenų rinkinio vidurkis, m/s;
 $v_{obs,vid}$ – stebėto vėjo greičio duomenų rinkinio vidurkis, m/s;
 σ_1 – prognozuojamo vėjo greičio duomenų rinkinio standartinis nuokrypis,
 σ_2 – istorinio vėjo greičio duomenų rinkinio standartinis nuokrypis;

n_1 – stebėjimų skaičius prognozuojamo vėjo greičio duomenų rinkinyje;
 n_2 – stebėjimų skaičius istorinio vėjo greičio duomenų rinkinyje.

Standartinis nuokrypis apskaičiuojamas taip:

$$\sigma = \sqrt{\frac{1}{n} \sum_{i=1}^n (v - v_v)^2} \quad (21)$$

čia σ – vėjo greičio duomenų rinkinio standartinis nuokrypis;

n – bendras vėjo greičio stebėjimų skaičius aibėje;

v – atskiri vėjo greičio matavimai, m/s;

v_v – vidutinis vėjo greitis duomenų rinkinyje.

Vidutinis vėjo greitis apskaičiuojamas taip:

$$v_v = \frac{\sum v}{n} \quad (22)$$

čia v_v – vidutinis vėjo greitis, m/s;

v – atskiri vėjo greičio duomenys, m/s;

n – naudotų duomenų skaičius.

3.6. Vėjo greičio perskaičiavimas ekspansyvioje urbanistėje aplinkoje

Vėjo greičio priklausomybės nuo aukščio apskaičiavimo metodikų yra įvairių, tačiau tik viena leidžianti tinkamai perskaičiuoti vėjo greitį į pasirinktą aukštį ir tuo pačiu įvertinti besikeičiančią urbanistinę aplinką.

$$v(Z) = v(Z_r) \cdot \ln\left(\frac{Z}{z_{01}}\right) / \ln\left(\frac{Z_r}{z_0}\right); \quad (23)$$

čia v – vėjo greitis, m/s;

v_r – žinomas vėjo greitis žinomame aukštyje Z_r , m/s;

z_0 – esamas šiurkštumo ilgis, m;

Z – norimas aukštis, m;

z_{01} – naujos urbanistinės aplinkos šiurkštumo ilgis, m.

Šiurkštumo ilgis gali būti apskaičiuojamas naudojant (12) formulę arba naudojamosi reikšmėmis, pateiktomis 5 lentelėje. Toks skaičiavimas, kuris yra pateiktas (13) formulėje, yra tinkamas, jei norima tiksliai įvertinti, koks bus šiurkštumo ilgis konkrečioje vietoje. Pavyzdžiui, jei vėjo jėgainės vakaruose plyti nedidelis miestelis ar miškas. Dažniausiai naudojamos paviršiaus šiurkštumo reikšmės yra pateiktos 5 lentelėje.

Kaip minėta ankstesniuose skyriuose, miestų plėtros sparta gali būti labai įvairi, miestai paprastai užauga per 50–200 metų. Norint teisingai įvertinti vėjo greitį

besikeičiančioje urbanistinėje aplinkoje, pirmiausiai reikia tinkamai suskaičiuoti, kaip per dieną pasikeičia parametras z_{0d} :

$$z_{0d} = \frac{z_{0p} - z_0}{dn}; \quad (24)$$

čia z_{0d} – dieninis z_{01} pokytis, m;
 z_{0p} – šiurkštumo ilgis urbanizacinio proceso pabaigoje, m;
 z_0 – pradinis šiurkštumo ilgis, m;
 dn – urbanizacinės plėtros trukmė dienomis.

Besikeičianti urbanistinė aplinka turės įtakos ir vėjo turbulentiškumui, todėl pakoreguotas vėjo greitis yra apskaičiuojamas pagal (2) formulę. Šioje formulėje naudojamas turbulencijos intensyvumas TI gali būti apskaičiuojamas taip:

$$TI = \ln \frac{Z}{z_0}; \quad (25)$$

čia Z – aukštis, m;
 z_0 – šiurkštumo ilgis, m.

Remiantis (23)–(25) formulėmis, vėjo greitis norimame aukštyje besikeičiančioje urbanistinėje aplinkoje, įvertinant tokios aplinkos turbulencijos intensyvumą, yra apskaičiuojamas pagal autorės šiam darbui išvestą formulę:

$$v(Z) = v(Z_r) \cdot \left(\frac{\ln \left(\frac{Z}{z_0 + n \cdot z_{0d}} \right)}{\ln \left(\frac{Z_r}{z_0} \right)} \right) \cdot \left(1 + \frac{k}{\ln \left(\frac{Z}{z_0 + n \cdot z_{0d}} \right)} \right); \quad (26)$$

čia v_r – žinomas vėjo greitis žinomame aukštyje Z_r . m/s;
 n – dienų skaičius nuo urbanizacinės plėtros pradžios;
 Z – naujas aukštis, m;
 z_0 – pradinis šiurkštumo ilgis, m;
 z_{0d} – dieninis šiurkštumo ilgio pokytis, m.

Atkreiptinas dėmesys į tai, kad pagal šias formules vėjo greitis teisingai apskaičiuojamas tik iki tol, kol turbulencijos intensyvumas siekia iki 0,15 arba iki kol aplinka pasiekia 3 šiurkštumo klasę. Greitos urbanizacijos metu tai įvyksta po 21 metų nuo urbanizacijos pradžios, vidutiniškai greitos urbanizacijos atveju – per 43 metus, o lėtos – 87 metus. Pasiekus vieną iš šių ribų, toliau apskaičiuotas vėjo greitis yra vertinamas su 40 % paklaida.

Šiame tyrime yra naudojami 3 skirtingi urbanizacinės plėtros intensyvumai: lėtas – kai miestas užauga per 200 metų; vidutinis – kai miestas užauga per 100 metų;

greitas – kai miestas užauga per 50 metų. Esant vienam iš minėtų urbanizacinės plėtros greičių, galima naudoti jau žinomas z_{0d} vertes:

- Lėta miesto plėtra – $z_{0d} = 1,05 \cdot 10^{-5}$ m;
- Vidutinė miesto plėtra – $z_{0d} = 2,11 \cdot 10^{-5}$ m;
- Greita miesto plėtra – $z_{0d} = 4,22 \cdot 10^{-5}$ m.

3.6.1. Vėjo greičio pasiskirstymas

Veibulo pasiskirstymas yra vertinga vėjo greičio analizės priemonė dėl savo pritaikomumo ir statistinio tikslumo – taip galima tiksliai modeliuoti kintantį vėjo greitį. Jo formos ir mastelio parametrai p ir c leidžia aiškiai interpretuoti fizikinius parametrus: p apibūdina vėjo greičio kintamumą, c – būdingą vėjo greitį. Veibulo pasiskirstymas yra naudingas duomenų pritaikymui, energijos gamybos įvertinimui, patikimumo analizei, rizikos vertinimui ir išteklių įvertinimui vėjo energijos tyrimų ir plėtros srityje. Todėl Veibulo pasiskirstymas yra pagrindinė priemonė tiriant vėjo greičio pasiskirstymą pasirinktoje vietovėje ir lyginant istorinius bei prognozuojamus vėjo greičius arba lyginant skirtingą vėjuotumą skirtingose vietovėse. Veibulo funkcija yra aprašoma taip [148], [149], [150]:

$$W(v) = \left(\frac{p}{c}\right) \left(\frac{v}{c}\right)^{p-1} \exp\left(-\left(\frac{v}{c}\right)^p\right), \quad v \geq 0, \text{ kitaip } 0; \quad (27)$$

čia v – vėjo greitis, m/s;
 p – formos parametras;
 c – mastelio parametras.

Formos parametras k apskaičiuojamas taip [180]:

$$p = \left(\frac{\sigma}{v_v}\right)^{-1.086} \quad (1 \leq p \leq 10); \quad (28)$$

čia σ – standartinis nuokrypis;
 v_v – vidutinis vėjo greitis, m/s.

Mastelio parametras c apskaičiuojamas taip [180]:

$$c = \frac{v_v}{\Gamma(1 + 1/p)}; \quad (29)$$

čia v_v – vidutinis vėjo greitis, m/s,
 Γ – gama funkcija.

3.6.2. Vėjo energijos gamyba vėjo parkuose

Vėjo generuojama galia gali būti nusakoma formule:

$$P = 0,5\rho\pi R^2v^3; \quad (30)$$

čia P – generuojama galia, W;
 ρ – oro tankis, įprastai laikoma – 1,225 kg/m³;
 R – vėjaračio spindulys, m;
 v – vėjo greitis, m/s.

Tačiau dėl jau minėtos Betz'o efektyvumo ribos bei kitų priežasčių (turbulentinis oro srautas už rotoriaus, rotoriaus mečių galų nuostoliai, rotoriaus pasipriešinimas oro srautui) tikrasis vėjo energijos generavimas yra mažesnis. Jis yra apskaičiuojamas taip:

$$P = C_p 0,5\rho\pi R^2v^3; \quad (31)$$

čia C_p – galios koeficientas (pateikiamas gamintojo duomenų lape), bedimensinis dydis,

P – generuojama galia, W;
 ρ – oro tankis, šiame tyrime – 1,225 kg/m³;
 R – vėjaračio spindulys, m, v – vėjo greitis, m/s.

Metinė vėjo generuojama energija gali būti apskaičiuojama naudojant formulę [181]:

$$E = \sum_{i=1}^{8760} \eta_1 P_i \quad (32)$$

čia E – energija, J;
 η_1 – veikimo koeficientas;
 P – pagaminama energija per laiko vienetą, W.

Šiame skyriuje aprašytos formulės yra taikomos tik pavienėms jėgainėms, kadangi vėjo parkuose paprastai yra pagaminama mažiau energijos nei būtų maksimaliai įmanoma. Jei vėjo jėgainės būtų pastatytos vadinamosiomis gardelėmis (tarkime, 3 eilės elektrinių po tris jėgainės kiekvienoje – iš viso 9 jėgainės arba 3×3 kvadratas), priklausomai nuo tokios gardelės dydžio ir tarpų tarp jėgainių, gautume skirtingą tokio vėjo parko naudingumą (nD – atstumas tarp jėgainių, matuojant jį n jėgainių skersmeniu D , pvz., $4D$ reiškia, kad atstumas tarp jėgainių yra lygus keturiems vienos jėgainės skersmenims). Šiuo metu didžiausią veikiantį vėjo parką Lietuvoje sudaro 13 vėjo elektrinių. Tyrimui buvo pasirinktas gardelės dydis 4×4 , o atstumas – $8D$. Tokio parko naudingumas siektų 90 %. Tai reiškia, kad galutinė metinė

vėjo jėgainių parko energija būtų apskaičiuojama pagal šiam darbui specialiai pritaikytą formulę:

$$E_g = nD \cdot E \cdot n; \quad (33)$$

čia E_g – metinė vėjo parko pagaminta energija, J;
 nD – parko naudingumo koeficientas;
 n – jėgainių skaičius parke.

12 lentelė. Atstumai tarp jėgainių ir jų naudingumo koeficientai [149]

Gardelės dydis	Atstumas tarp jėgainių					
	4D	5D	6D	7D	8D	9D
	Gardelės naudingumas, %					
2 x 2	81	87	91	93	95	96
4 x 4	65	76	82	87	90	92
6 x 6	57	70	78	83	87	90
8 x 8	52	66	75	81	85	88
10 x 10	49	63	73	79	84	87

3.7. Skyrius apibendrinimas

Metodikos skyriuje pateikiamas išsamus požiūris į vėjo energijos potencialo vertinimą integruojant istorinius duomenis ir klimato kaitos prognozes. Tai apima istorinių vėjo greičio duomenų ir klimato kaitos scenarijų pateikimą ateityje, siekiant išanalizuoti galimus vėjo pokyčių modelius. Duomenų modeliavimas atliekamas naudojant specialiai parašytą algoritmą programoje „RStudio“, kuris apdoroja ir analizuoja didelius duomenų rinkinius. Skyriuje išsamiai aprašomas žemėlapių, atitinkančių galiojančius reglamentus ir įstatymų duomenų bazes, kūrimas, užtikrinant, kad vėjo energetikos projektai atitiktų teisinius reikalavimus.

Vėjo greičio duomenims koreguoti ir tikslinti taikomas specialiai šiam tyrimui sukurtas nuokrypių koregavimo metodas, padidinantis jų tikslumą tiek istorinėmis, tiek prognozuojamomis sąlygomis. Statistinė analizė apima tiek istorinius, tiek prognozuojamus vėjo greičius, nagrinėjant jų pasiskirstymą ir kintamumą laikui bėgant. Ši analizė apima vėjo greičio apskaičiavimą skirtingose urbanistinėse aplinkose, atsižvelgiant į skirtingą turbulencijos intensyvumą, naudojant specialiai šiam tikslui sukurtą formulę.

Metodikoje taip pat nagrinėjamas energijos gamybos potencialas skirtingose miestų aplinkose ir vėjo parkuose, atsižvelgiant į įvairius klimato kaitos scenarijus. Tai reiškia, kad reikia įvertinti, kaip klimato kaitos nulemti vėjo pokyčių modeliai, modeliuojami pagal tokius scenarijus kaip RCP2.6, RCP4.5 ir RCP8.5, daro įtaką vėjo energijos gamybai. Skyriuje pateikiamos išsamios procedūros ir priemonės, pavyzdžiui, programos „RStudio“ statistinei analizei atlikti ir QGIS erdviniam

žemėlapiui sudaryti, užtikrinančios patikimą ir išsamų vėjo energijos potencialo vertinimą dabartinėmis ir būsimomis klimato sąlygomis.

4. REZULTATAI

Klimato tyrimuose paprastai yra naudojami trys klimato kaitos scenarijai – RCP2.6, RCP4.5 ir RCP8.5, o RCP6.0 praleidimas yra strategiškai pagrįstas dėl to, kad šie scenarijai apima skirtingą ir platų spektrą. RCP2.6 – tai ambicingas klimato kaitos švelninimo scenarijus, kuriuo siekiama apriboti pasaulinį atšilimą iki mažiau nei 2°C, todėl galima suprasti geriausius rezultatus ir būtinas politikos priemones. RCP4.5 yra nuosaikaus stabilizavimo scenarijus, rodantis įgyvendinamą trajektoriją, kai šiltnamio efektą sukeliančių dujų išmetimas ribojamas didelėmis, bet įgyvendinamomis pastangomis, ir naudojamas kaip praktinis etalonas klimato kaitos švelninimo strategijoms vertinti. RCP8.5 – didelio išmetamųjų teršalų kiekio scenarijus – vaizduoja ateitį, kai klimato kaitos švelninimas bus minimalus, pabrėždamas didelį tolesnės priklausomybės nuo iškastinio kuro ir neveiklumo poveikį. Neįtraukiant RCP6.0 scenarijaus, kuris yra dar vienas stabilizavimo scenarijus, išvengiama perteklinių duomenų, nes jo rezultatai ir politinės pasekmės labai nesiskiria nuo RCP4.5 scenarijaus rezultatų ir politinių pasekmių. Įtraukus RCP2.6, RCP4.5 ir RCP8.5, užtikrinama, kad bus analizuojamas platus galimų ateities scenarijų spektras, kuriame atsispindi svarbiausi agresyvaus klimato kaitos švelninimo, nuosaikaus stabilizavimo ir didelio išmetamųjų teršalų kiekio kontrastai. Toks pasirinkimas padidina tyrimo aiškumą ir veiksmingumą, palengvina veiksmingesnį rezultatų pateikimą politikos formuotojams ir suinteresuotosioms šalims, nes pabrėžiamas įvairus įvairaus lygio klimato kaitos veiksmų poveikis.

4.1. Duomenų statistinis patikimumas

Iš septynių RCP modelių, apimančių CAN, CNRM, CSIRO, HAD, IPSL, MIROC ir MPI, MPI modelis pasižymėjo mažiausiomis RSME, MAPE ir MAE vertėmis, kurios buvo suskaičiuotos remiantis 2.5 skyriuje aprašyta metodika. Šie rodikliai yra svarbūs tikslumo ir statistinio reikšmingumo rodikliai prognozuojant ateities klimato scenarijus. Mažesnė RSME vertė rodo, kad prognozuojamos vertės yra artimesnės stebimoms vertėms. Taip pat mažesnė MAPE reikšmė reiškia, kad prognozuojamos vertės vidutiniškai procentine išraiška mažiau skiriasi nuo stebimų verčių. Galiausiai mažesnė MAE reikšmė reiškia, kad prognozuojamų verčių vidutinis skirtumas nuo stebimų verčių yra mažesnis. Remiantis šiais rodikliais, MPI modelio prognozės laikomos tikslesnėmis nei kitų RCP modelių. Kita vertus, MIROC modelio RSME, MAPE ir MAE reikšmės buvo prasčiausios, o tai rodo, kad prognozuojant ateities klimato scenarijus tikslumo lygis yra žemesnis. Šie rezultatai rodo, kad svarbu kruopščiai pasirinkti tinkamą RCP modelį klimato tyrimams, nes modelio pasirinkimas gali turėti didelės įtakos prognozių tikslumui ir patikimumui.

MPI modelis parodė statistinį reikšmingumą prognozuojant ateities klimato scenarijus, kaip rodo p vertės 0,0098, 0,0032 ir 0,0054 atitinkamai RCP2.6, RCP4.5 ir RCP8.5 scenarijams. Šios p vertės rodo tikimybę, kad bus gauti tokie pat reikšmingi rezultatai, kokie numatyti pagal modelį, esant nulinei hipotezei, kad nėra reikšmingo skirtumo tarp prognozuojamų ir stebimų verčių. Mažesnė p vertė rodo didesnę statistinį reikšmingumą, o p vertė, mažesnės už standartinę 0,05 ribą, paprastai

laikomos statistiškai reikšmingomis. MPI modelio statistinis reikšmingumas rodo, kad jis yra patikima ateities klimato scenarijų prognozavimo priemonė ir gali suteikti vertingų įžvalgų klimato tyrimams ir politinių sprendimų priėmimui. Be to, ankstesnėje pastraipoje aptarti geriausi modelio tikslumo rodikliai dar labiau patvirtina jo tinkamumą naudoti klimato tyrimuose. Taigi, pasirinkus MPI modelį, galima gauti tvirtesnes ir patikimesnes klimato prognozes, kurios padės geriau suprasti galimą klimato kaitos poveikį ir suteikti informacijos apie veiksmingas prisitaikymo ir klimato kaitos švelninimo strategijas.

13 lentelė. Modelių ir scenarijų paklaidų ir statistinio patikimumo tikrinimas

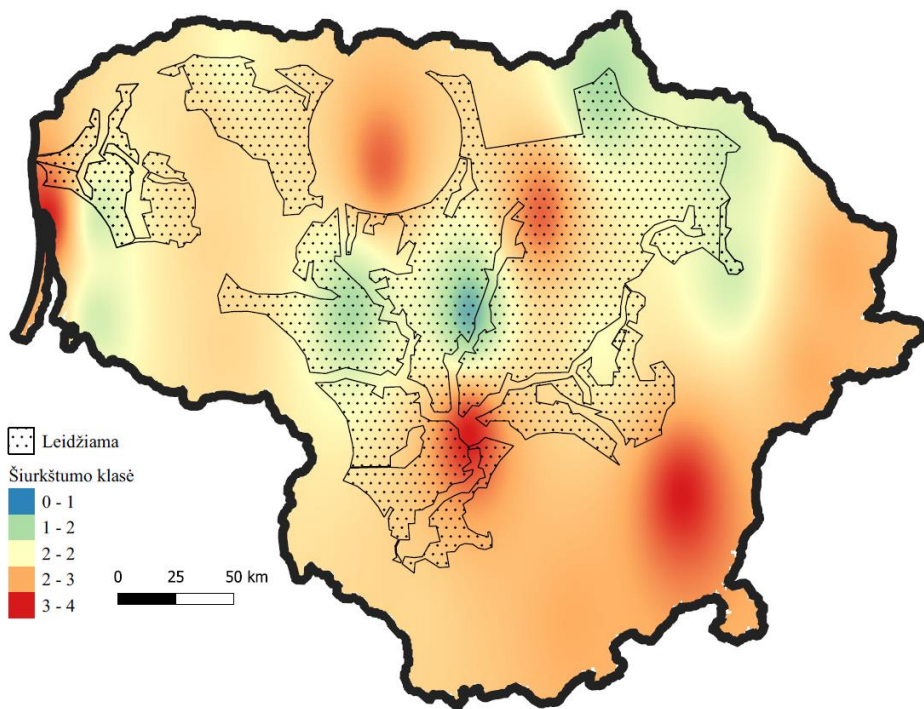
		CAN	CNRM	CSIRO	HAD	IPSL	MIROC	MPI
RSME	RCP2.6	0,210	0,200	0,220	0,240	0,230	0,190	0,180
	RCP4.5	0,290	0,180	0,200	0,250	0,210	0,210	0,230
	RCP8.5	0,210	0,210	0,220	0,230	0,240	0,290	0,200
MAE	RCP2.6	0,170	0,170	0,180	0,210	0,190	0,150	0,150
	RCP4.5	0,230	0,150	0,170	0,180	0,160	0,170	0,200
	RCP8.5	0,160	0,170	0,190	0,180	0,190	0,250	0,160
MAPE, %	RCP2.6	5,210	5,340	5,580	6,310	5,800	4,600	4,720
	RCP4.5	6,880	4,540	5,210	5,560	5,030	5,140	6,160
	RCP8.5	4,960	5,380	5,730	5,430	5,720	7,630	5,100

Reikšmingumo lygmuo	RCP2.6	0,005	0,052	0,104	0,023	0,065	0,391	0,010
	RCP4.5	0,0002	0,048	0,127	0,005	0,002	0,0003	0,003
	RCP8.5	0,057	0,052	0,035	0,025	0,058	0,00002	0,005

4.2. Šiurkštumo klasės ir draudžiamos zonos Lietuvoje

Šiurkštumo klasė yra labai svarbus vėjo energijos vertinimo parametras, apibūdinantis vietovės paviršiaus šiurkštumą, kuris turi įtakos vėjo greičiui ir kryptčiai. Lietuvoje šiurkštumo klasė regionuose labai skiriasi dėl reljefo ir augalijos dangos skirtumų. Didžiausios šiurkštumo klasės reikšmės yra miestų teritorijose, pavyzdžiui, aplink Vilnių, Kauną, Klaipėdą, kuriose dėl aukštų pastatų konstrukcijų ir kitų aukštų statinių, kurie lemia paviršiaus šiurkštumą, pasiekia aukščiausias 4-ą klasę. Centrinėje Lietuvos dalyje dėl lygaus reljefo ir retos augalinės dangos šiurkštumo klasė yra mažiausia – jos vertės svyruoja nuo 0 iki 1. Be to, tam tikrose Lietuvos pajūrio ir rytinių regionų dalyse šiurkštumo klasės taip pat yra žemos (30 pav. pažymėtos mėlyna ir žalia spalvomis), nes jų reljefas yra lygus, nors ir padengtas gausne augmenijos danga nei centrinis regionas. Šie regioniniai šiurkštumo klasės skirtumai turi tiesioginės įtakos vėjo energijos gamybai, nes didesnės šiurkštumo klasės vertės gali lemti didesnę vėjo turbulenciją ir mažesnę vėjo greitį, o mažesnės šiurkštumo klasės vertės gali sąlygoti tolygesnį ir didesnį vėjo greitį, o tai galiausiai turi įtakos vėjo elektrinių gaminamai energijai. Todėl, norint nustatyti vėjo energijos projektams tinkamas vietas ir optimizuoti energijos gamybos efektyvumą, labai svarbu suprasti įvairių regionų šiurkštumo klasę. Minėtu atveju tinkamiausios vietos yra pažymėtos mėlyna ir žalia spalva.

Šiurkštumo žemėlapis buvo kruopščiai sudarytas kiekvienai 10 lentelėje nurodytai vietai priskiriant šiurkštumo klases. Sistemingai klasifikuojant skirtingas paviršiaus tekstūras visoje tiriamoje teritorijoje buvo taikomas interpoliavimo metodas aprašytas 2.3 skyriuje, kad būtų galima įvertinti tarpines šiurkštumo vertes tarp paskirtų klasių. Taikant šį interpoliavimo metodą buvo sukurtas didelės skiriamosios gebos šiurkštumo žemėlapis, kuriame išsamiai pavaizduoti klasifikuojami paviršiai pagal jų tekstūrą ir įtaką vėjo srautui, padedantys įvertinti vėjo greičio pokyčius skirtingose vietovėse ar aplinkose. Toks išsamus žemėlapių sudarymas suteikia galimybę gauti informacijos apie paviršiaus šiurkštumo erdvinį pasiskirstymą ir padeda pagrindą tikslesniam modeliavimui ir analizei tokiose srityse kaip vėjo energijos vertinimas.



30 pav. Paviršiaus reljefo šiurkštumo klasės Lietuvoje

4.3. Netinkamas vėjo greitis

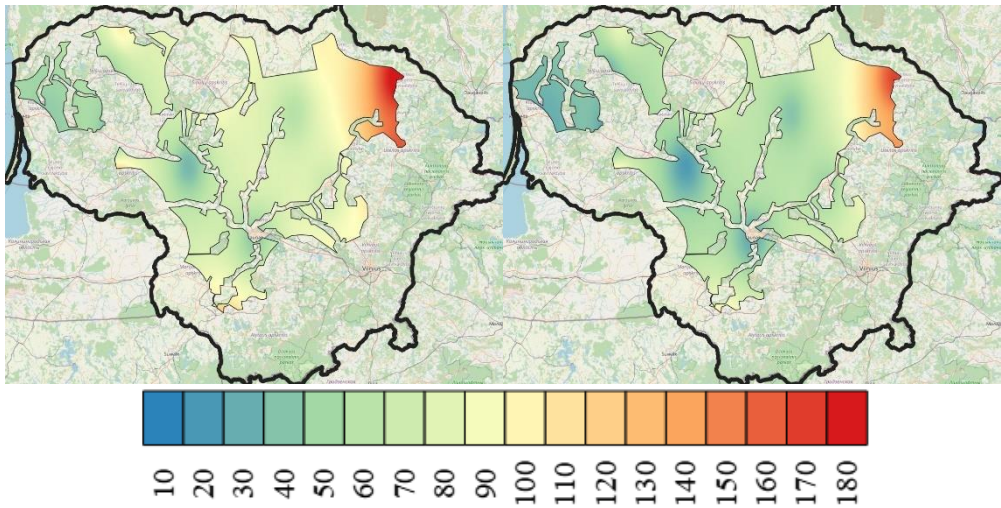
4.3.1. Netinkamas vėjo greitis istoriniu laikotarpiu

Vėjo energija yra atsinaujinantis energijos šaltinis, kuris pastaraisiais metais tampa vis svarbesnis Lietuvos energijos išteklių balanse. Vis dėlto vėjo greičio nepastovumas yra didelis iššūkis panaudojant vėjo energijos išteklius. Atsižvelgiant į tai, išanalizuotas vidutinis vėjo energijos gamybai netinkamų dienų skaičius Lietuvoje 1990–2020 m. laikotarpiu. Netinkamomis dienomis buvo laikomos dienos, kai vėjo greitis buvo mažesnis nei 3 m/s arba didesnis nei 25 m/s, t. y. už optimalaus vėjo energijos gamybai skirtą diapazono ribų. Paprastai būtent tokie minėti vėjo greičio limitai yra nustatomi gamintojo.

Analizės rezultatai parodė didelius regioninius vėjo energijos gamybai netinkamų dienų skaičiaus skirtumus Lietuvoje. Mažiausiai netinkamų dienų buvo pajūrio arba vakarų Lietuvos regione – vidutiniškai apie 27 dienas per metus. Šiame regione vyrauja jūrinis klimatas, kuriam būdingas palyginti stabilus ir vidutinio stiprumo vėjas. Tuo tarpu centrinėje Lietuvos dalyje buvo gerokai daugiau netinkamų dienų – vidutiniškai 90 dienų per metus. Šis regionas yra žemyno gilumoje, todėl jam būdingas didesnis vėjo greičio nepastovumas. Daugiausia netinkamų dienų buvo rytiniame Lietuvos regione – vidutiniškai iki 157 dienų per metus. Šiam regionui

būdingas žemyninis klimatas, palyginti ramūs vėjai ir dideli temperatūros svyravimai (31 pav.).

Nagrinėjant du skirtingus aukščius, t. y. 100 m ir 150 m, pastebimi dideli bevėjų dienų dažnumo skirtumai. Pajūrio regione, 100 m aukštyje, per metus vidutiniškai būna nuo 20 iki 56 dienų, kai tuo tarpu centrinėje šalies dalyje – nuo 36 iki 74 dienų. Tačiau, kai aukštis pasiekia 150 m, bevėjų dienų dažnumas sumažėja ir pajūrio regione svyruoja nuo 16 iki 48 dienų, o centrinėje dalyje – nuo 29 iki 62 dienų. Tai reiškia, kad aukščiui padidėjus 50-čia metrų, bevėjinių dienų skaičius sumažėja maždaug 15–20 %. 31 pav. esantis žemėlapis sudarytas atsižvelgiant į teisės aktus, aprašytus 1.6 skyriuje, ir naudojantis 2.3 skyriuje aprašyta metodika.



31 pav. Vidutinis dienų skaičius per metus 1990–2020 m. laikotarpiu, kai vėjo greitis yra netinkamas (< 3 m/s arba > 25 m/s) vėjo energijos gamybai 100 m (kairėje) ir 150 m (dešinėje) aukštyje

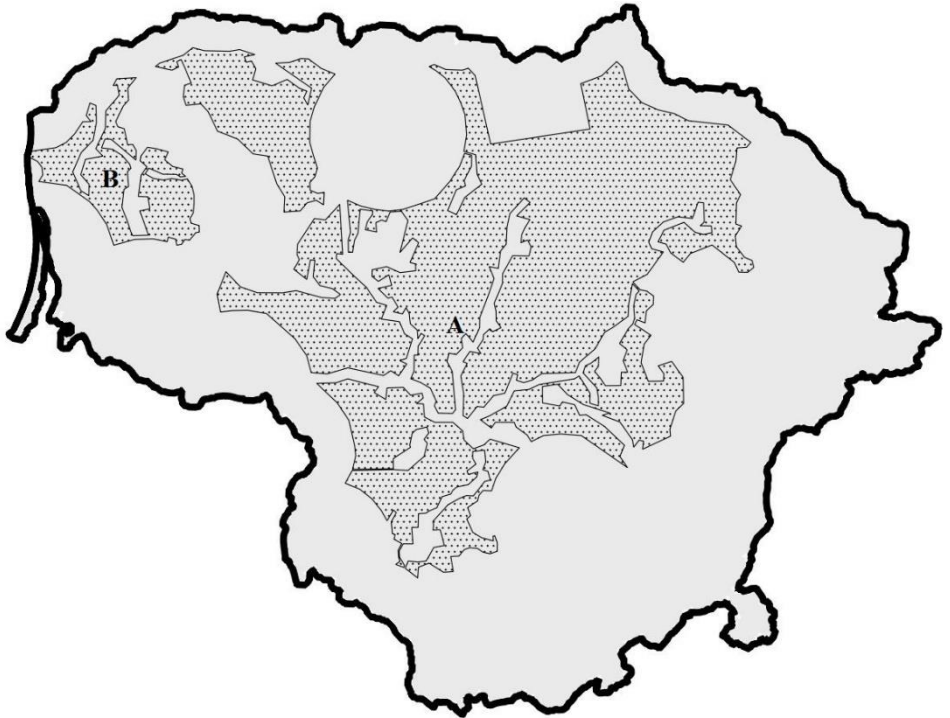
4.3.2. Pasirinktos vietos analizei

Konkrečios vietos buvo atrinktos atlikus vertinimą, kurio metu buvo atsižvelgta ne tik į palankias mažo šiurkštumo koeficiento ir minimalaus bevėjinių dienų skaičiaus savybes, bet ir į galimybę atlikti dviejų skirtingų regionų – Vidurio Lietuvos (A) ir pajūrio (B) – vėjuotumo lyginamąją analizę (32 pav.).

Visų pirma, labai svarbu atsižvelgti į mažus šiurkštumo ilgius kaip į pagrindinį veiksni parenkant vietovę. Šiurkštumo koeficientas, apibūdinantis tam tikroje vietovėje esančią paviršiaus struktūrą ir kliūtis, daro didelę įtaką vėjo srautui. Vietovėse, kuriose yra maži šiurkštumo koeficientai, pavyzdžiui, lygumose arba atvirose pakrančių zonose, yra palankios sąlygos nekliudomiems ir pastoviems vėjo srautams, todėl vėjo elektrinės gali veiksmingai paversti kinetinę vėjo energiją elektros energija. Sąmoningai pasirenkant vietas su mažiausiais šiurkštumo koeficientais, siekiama maksimaliai padidinti vėjo jėgainių energijos išėgą ir našumą nustatytoje plėtros teritorijoje.

Be to, vėjo energijos gamybos kontekste negalima nuvertinti bevėjinių dienų reikšmės. Bevėjinės dienos apibrėžiamos kaip laikotarpiai, kai vėjo greitis yra nepakankamas (<3 m/s) arba per didelis (>25 m/s), gali turėti didelės įtakos vėjo jėgainių našumui ir patikimumui. Parenkant vietas, kuriose yra mažiausiai bevėjinių dienų, užtikrinamas nuoseklesnis ir nepertraukiamas vėjo išteklių naudojimas, taip padidinant vėjo energijos projektų įgyvendinamumą ir ilgalaikį tvarumą. Bevėjų dienų dažnumo mažinimas didinant vėjo jėgainės bokšto aukštį didina nepertraukiamos elektros energijos gamybos galimybes pasirinktose vietovėse, mažina priklausomybę nuo alternatyvių energijos šaltinių ir prisideda prie ekologiškesnio ir tvaresnio energetikos kraštovaizdžio kūrimo.

Be minėtų veiksnių, šių konkrečių vietų pasirinkimas taip pat suteikia unikalią galimybę išanalizuoti ir palyginti dviejų skirtingų regionų – Vidurio Lietuvos (A) ir pajūrio (B) – vėjuotumo dėsningumus. Įvertinę vėjo ypatumus šiuose dviejuose geografiniu požiūriu skirtinguose regionuose, projektų vykdytojai ir mokslininkai gali gauti vertingų įžvalgų apie vėjo išteklių skirtumus, o tai gali padėti optimizuoti vėjo jėgainių parkų išdėstymą ir projektavimą.



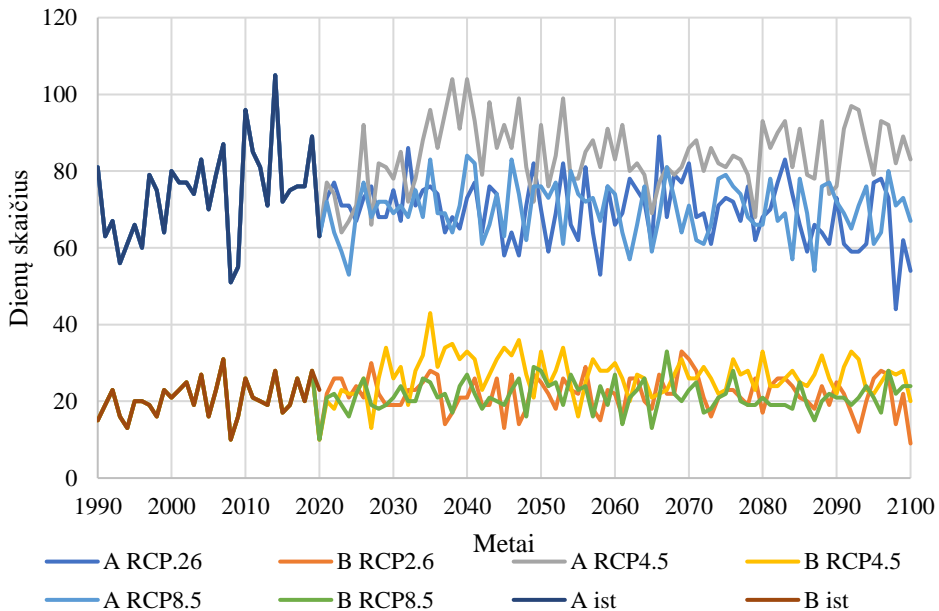
32 pav. Pasirinktos vietovės Lietuvoje, žemėlapyje žymimos raidėmis A ir B – atitinkamai centrinė šalies dalis ir pajūrio regionas

4.3.3. Prognozuojamas netinkamų dienų skaičius

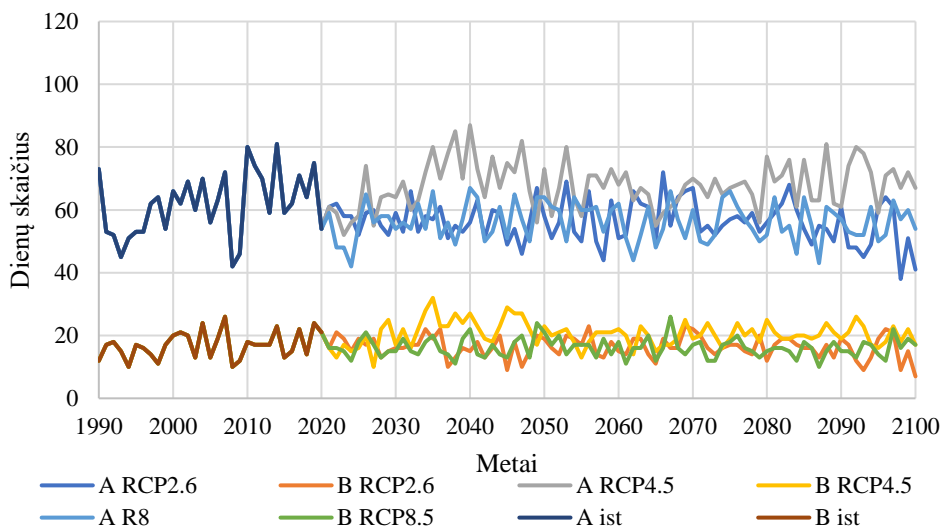
Analizuojant istorinį laikotarpį matyti, kad tiek centrinėje, tiek vakarinėje šalies dalyje 100 m ir 150 m aukštyje pastebimai padaugėjo bevėjų dienų. Tai rodo nuoseklią tendenciją, kad vėjingumas šiuose aukščiuose mažėja, o tam įtakos greičiausiai turėjo globalūs klimato pokyčiai. Taip pat, nagrinėjant ateities klimato scenarijus, konkrečiai RCP2.6 ir RCP8.5, galima išvelgti numatomus bevėjų dienų pokyčius per ateinantį šimtmetį. Remiantis prognozėmis, pagal RCP2.6 ir RCP8.5 scenarijus vidutinis bevėjinių dienų skaičius, kuris buvo apskaičiuotas naudojant (14) formulę, abiejose vietovėse visą šimtmetį išliks gana stabilus. Tačiau svarbu pažymėti, kad būtent pagal RCP2.6 scenarijų numatomas žymus bevėjinių dienų skaičiaus sumažėjimas šimtmečio pabaigoje.

RCP4.5 scenarijus yra nepalankiausias bevėjų dienų atžvilgiu. Prognozuojama, kad pagal šį scenarijų tiek pajūryje, tiek Vidurio Lietuvoje bus daugiau nei vidutiniškai bevėjų dienų.

Vis dėlto reikia pastebėti, kad visos prognozės rodo, jog bevėjų dienų skaičius smarkiai nepadidės, kaip kad didėjo istoriniu laikotarpiu. Prognozių analizė rodo, kad nors abiejose vietovėse vis dar gali pasitaikyti didesnis bevėjinių dienų skaičius, ateityje jų skaičius mažės.



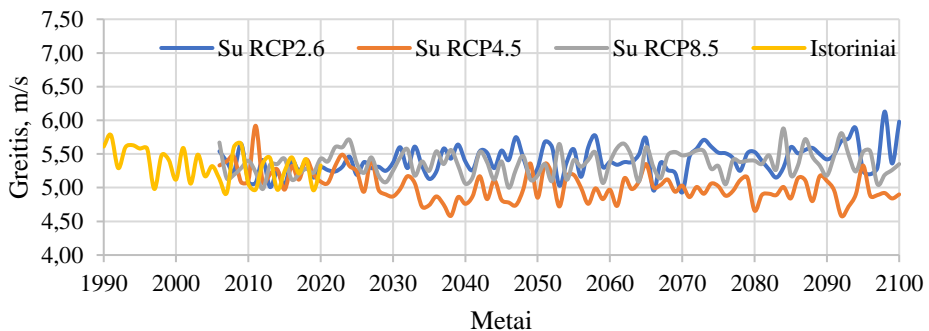
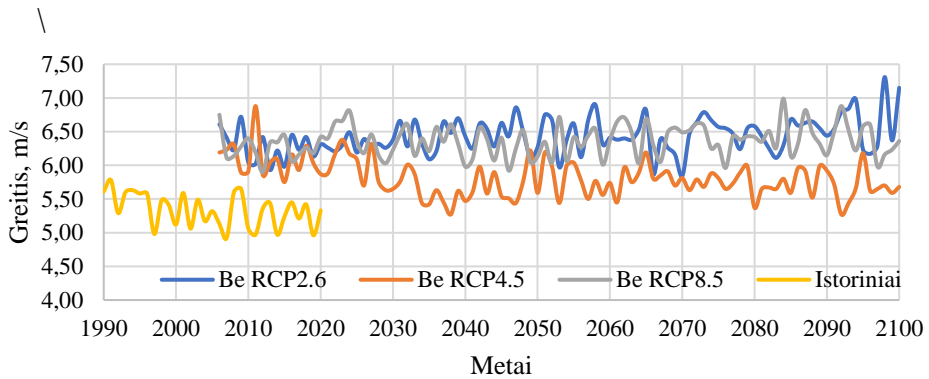
33 pav. Dienų skaičius per metus, kai vėjo greitis yra $< 3 \text{ m/s}$ arba $> 25 \text{ m/s}$ 100 m aukštyje centrinėje (A) šalies dalyje ir pajūryje (B)



34 pav. Dienų skaičius per metus, kai vėjo greitis yra $< 3 \text{ m/s}$ arba $> 25 \text{ m/s}$ 150 m aukštyje centrinėje (A) šalies dalyje ir pajūryje (B)

4.4. Prognozuojamo vėjo greičio nuokrypio korekcija

Atliekant vėjo greičio analizę labai svarbus nuokrypių koregavimas, nes jis padeda sušvelninti sistemines klaidas, kurių duomenyse gali pasitaikyti. Nuokrypio korekcija yra atliekama naudojant 2.4 skyriuje aprašytas (15) ir (16) formules. Lyginant nekoreguotus ir koreguotus vėjo greičio duomenis, pastebimas akivaizdus skirtumas. Vėjo greičio matavimai, kuriems nebuvo taikyta nuokrypio korekcija, yra linkę nepakankamai įvertinti tikrąjį vėjo greitį, palyginti su duomenimis, kuriems buvo atlikta nuokrypio korekcija. Šis neatitikimas ypač pastebimas nagrinėjant vėjo greičio tendencijas istoriniu laikotarpiu (35 pav.). Vėjo greičio duomenys, kuriems nebuvo atlikta nuokrypio korekcija, rodo didesnes vertes bet kuriam scenarijui, palyginti su istoriniais arba koreguotais duomenimis. Tai reiškia, kad nepritaikius korekcijos galėtų būti daromos klaidinančios išvados arba netiksliai vertinamos vėjingumo sąlygos. Kaip pastebima paveikslėlyje apačioje, atliekant nuokrypio korekciją buvo užtikrinama, kad vertinimo, modeliavimo ir prognozavimo tikslais naudojami duomenys tiksliai atspindėtų faktines vėjo sąlygas ir leistų patikimiau įvertinti klimato kaitos sukeltą vėjo greičio pokytį ateityje.



35 pav. Vėjo greitis be nuokrypio korekcijos (viršuje) ir vėjo greitis atlikus nuokrypio korekciją (apačioje)

4.5. Vidutinis vėjo greitis ir jo pasiskirstymas

4.5.1. Vėjo greičio pasiskirstymas istoriniu laikotarpiu

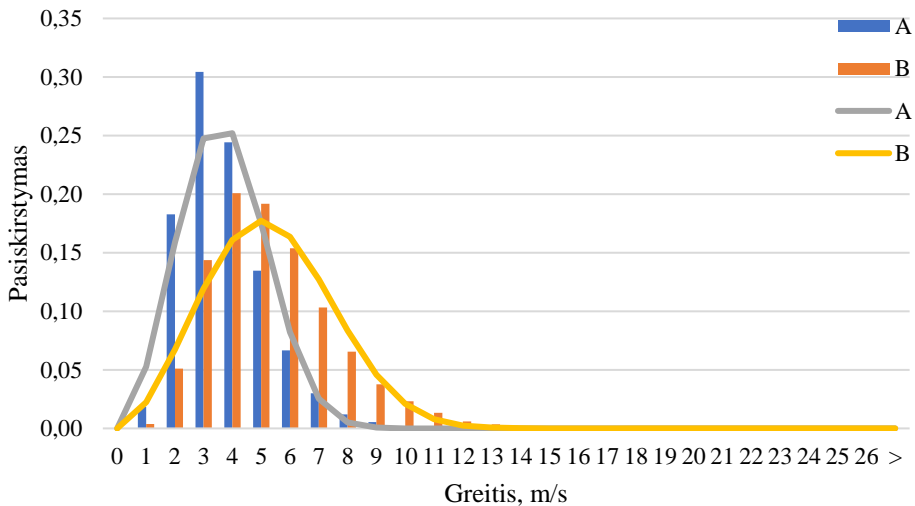
Vėjo greičio pasiskirstymo analizė 1990–2020 m. laikotarpiu, naudojant Veibulo skirstinį, kuris aprašytas 2.6.1 skyriuje, ir naudojant (27)–(29) formules, gauti rezultatai rodo panašias tendencijas tiek 100 m aukštyje, tiek 150 m aukštyje. Vidurio Lietuvoje istoriniu laikotarpiu dažniausi vyravo 3–4 m/s greičio vėjai, sudarantys atitinkamai 30 % ir 24 % visų vėjo greičių. Šioje vietovėje vėjo greičiai, didesni nei 7 m/s, yra kur kas retesni nei pajūryje. Tačiau centrinėje šalies dalyje vėjas yra tolygesnis – daugiau nei 80 % viso 1990–2020 m. laikotarpio vėjo greitis siekė 2–5 m/s. 150 m aukštyje vėjo greičiai šiek tiek dažniau yra stipresni, tačiau taip pat kur kas rečiau nei vakarinėje šalies dalyje.

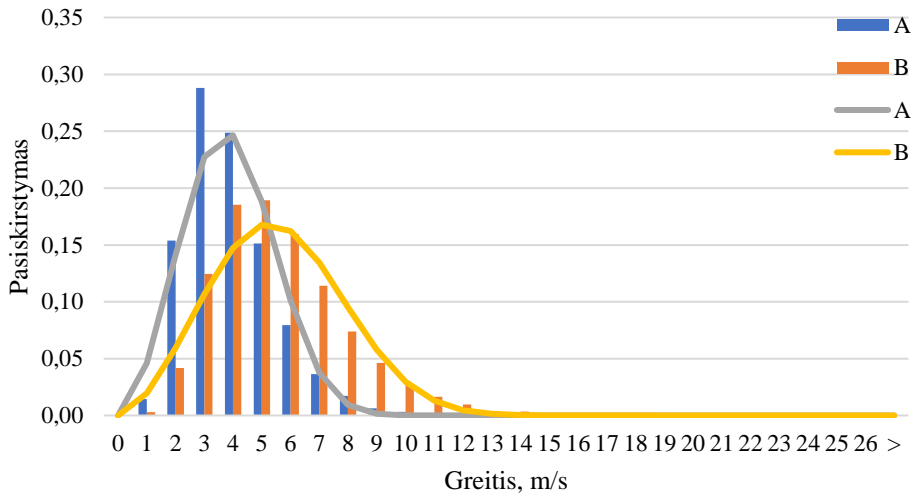
Istoriniu laikotarpiu pajūrio regione vėjai buvo ne tokie tolygūs kaip šalies centre. Silpniausias, tačiau dar tinkamas jėgainės veikimui vėjo greitis (3 m/s) čia buvo tik apie 10 % laiko per visą laikotarpį, o dažniausiai vyravo 4 m/s ir 5 m/s vėjo greitis bei atitinkamai sudarė 20 % ir 17 %. Taip pat šiame regione dažniau pasitaiko stipresnių vėjo greičių. Pavyzdžiui, jei Lietuvos centrinėje dalyje 100 m aukštyje 8

m/s greitis buvo tik apie 0,5 % viso laiko arba apie 55 dienas per 30 metų, tuo tarpu pajūryje toks vėjo greitis fiksuotas 6,6 % viso laiko arba apie 718 dienų per minėtą laikotarpį.

Vėjo greitis energijos gamybai yra šiek tiek palankesnis 150 m aukštyje. Jau minėtas 8 m/s vėjo greitis šiek dažniau pasitaikydavo ir silpnesnių vėjų regione – centrinėje Lietuvos dalyje. Tokiame aukštyje minėtas vėjo greitis buvo 0,9 % viso laiko arba apie 99 dienas. Vakarų regione tokio vėjo greičio dažnio padidėjimas taip pat sudarė 0,4 % ir pasiekė 7 % viso laiko arba 767 dienas per 30 metų laikotarpį.

Tačiau pastebėtina, kad centrinėje šalies dalyje nė viename aukštyje vėjo greitis nepakildavo daugiau kaip 10 m/s, kai tuo tarpu pajūryje pasitaikydavo vėjo greičių didesnių kaip 10 m/s. Tačiau pajūrio regione bet kuriame aukštyje vėjo greitis yra mažiau tolygus nei centrinėje dalyje.





36 pav. Vėjo greičio pasiskirstymas istoriniu laikotarpiu (1990–2020) 100 m (viršuje) ir 150 m (apačioje) aukštyje centrinėje (A) šalies dalyje ir pajūryje (B). Stulpeliai vaizduoja vėjo greičio dažnį, o linijos – Veibulo tikimybės tankio funkciją, rodančią vėjo greičio pasiskirstymą visame intervale

4.5.2. Vėjo greitis istoriniu ir prognozuojamu laikotarpiu

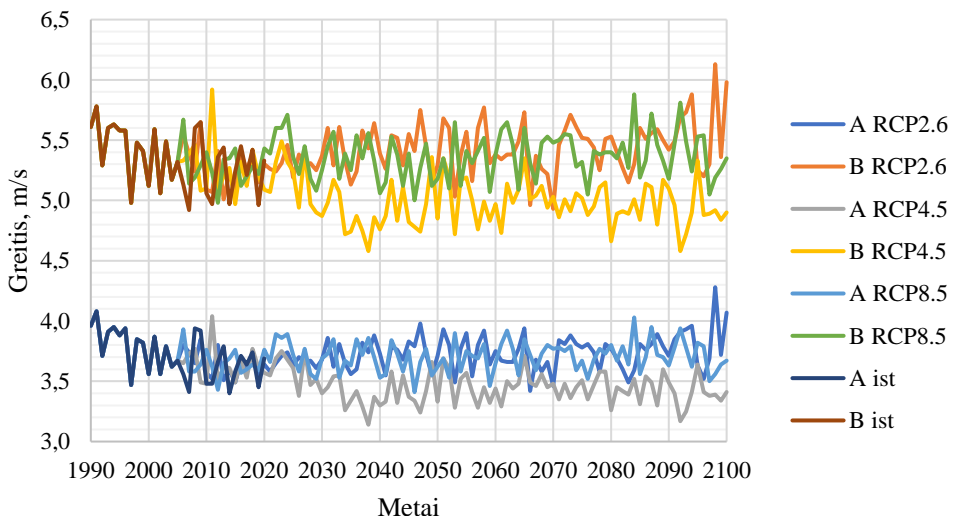
Vidurio Lietuvoje, 100 m aukštyje, vidutinis vėjo greitis, kuris buvo apskaičiuotas remiantis 2.6 skyriuje pateikta (26) formule, istorinio laikotarpio pradžioje buvo apie 4,0 m/s, o pabaigoje palaipsniui mažėjo iki 3,6 m/s. Tai rodo, kad per 30 metų sumažėjo maždaug 10 %. Tačiau palankaus klimato kaitos scenarijaus, RCP2.6, analizė rodo, kad vėjo greitis ateityje turėtų grįžti į tokį pat, koks buvo stebėjimo laikotarpių pradžioje, tačiau labiausiai tikėtina, kad tai įvyks tik paskutiniajame šio amžiaus dešimtmetyje. Priešingai nei tikėtasi, mažiausiai palankiu vadinamas scenarijus RCP8.5 nerodo didelių vėjo greičio pokyčių Lietuvai, nes prognozuojama, kad vėjo greitis išliks panašus į istorinius vidurkius. Prasčiausias šalies energetiniams ištekliams scenarijus būtų RCP4.5, kuris rodo galimą vėjo greičio sumažėjimą 100 m aukštyje iki maždaug 3,4 m/s, o tai reiškia 5,6% sumažėjimą, palyginti su istorinio laikotarpio pabaiga (37 pav.).

Panašiai situacija klostosi ir centrinėje dalyje, 150 m aukštyje. Čia pradinis vėjo greitis stebėjimo laikotarpiu buvo apie 4,8 % didesnis nei ties 100 m, matuojant apie 4,2 m/s, o laikotarpio pabaigoje sumažėjo iki 3,8 m/s. Tai rodo panašų 9,5 % vėjo greičio sumažėjimą didesniame aukštyje, palyginti su mažesniu aukščiu. Pagal RCP8.5 scenarijų tikimasi, kad vėjo greitis šalies centre išliks gana stabilus visą šimtmetį, panašus į tuos, kurie buvo stebimi istoriniu laikotarpiu. Tačiau pagal RCP4.5 scenarijų numatomas ženklus, maždaug 0,7 m/s arba 16,7 %, sumažėjimas nuo pradinio 4,2 m/s vėjo greičio. Ir atvirkščiai, RCP2.6 scenarijaus analizė rodo laipsnišką vėjo greičio didėjimą, iki amžiaus pabaigos pasiekiantį vidutinį 4,3 m/s (38 pav.).

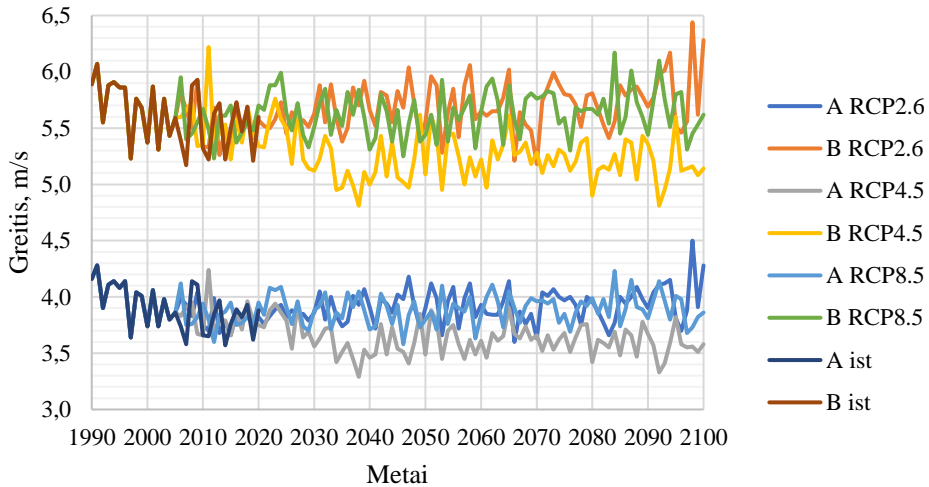
Vidutinis vėjo greitis pajūrio regione istorinio laikotarpio pradžioje 100 m aukštyje siekė apie 5,5 m/s, o pabaigoje – 5,2 m/s. Tai reiškia, jog per 30 metų vėjo greitis sumažėjo apie 5,5 %. Palankiausio klimato kaitos scenarijaus RCP2.6 analizė rodo, jog ateityje vėjo greitis turėtų vėl didėti, o istorinio laikotarpio pradžioje buvusį greitį galėtų vėl pasiekti šio amžiaus 6-ajame dešimtmetyje. Taip pat yra tikėtina, kad amžiaus pabaigoje vėjo greitis bus apie 5,8–6,0 m/s. RCP8.5 scenarijus, kuris dažniausiai įvardijamas kaip blogiausias Lietuvos vėjo greičio atveju, nelems jokių pokyčių. Šio scenarijaus atveju vėjo greitis išliks panašus į vidutinį vėjo greitį istoriniu periodu. Nepalankiausias scenarijus šaliai būtų RCP4.5. Šio scenarijaus analizė rodo, kad 100 m aukštyje vėjo greitis gali sumažėti iki 4,8 m/s arba 7,7 % lyginant su istorinio periodo pabaiga (37 pav.).

Vakariniame regione 150 m aukštyje vėjo greitis stebėjimo laikotarpio pradžioje buvo didesnis apie 5,2 % nei 100 m aukštyje ir siekė apie 5,8 m/s, o pabaigoje – 5,4 m/s. Tai rodo, jog didesniame aukštyje vėjo greitis sumažėjo labiau, t. y. 6,9 %. Remiantis numatomais RCP8.5 scenarijaus rezultatais, tikimasi, kad iki amžiaus pabaigos vėjo greitis išliks gana stabilus, panašus į stebėtus istoriniu laikotarpiu. Tačiau pagal labiausiai tikėtiną RCP4.5 scenarijų numatomas pastebimas maždaug 0,7 m/s sumažėjimas nuo pradinio 5,8 m/s vėjo greičio. RCP2.6 scenarijaus analizė rodo, kad turėtų būti tikimasi laipsniško vėjo greičio didėjimo, o iki šimtmečio pabaigos turėtų būti pasiektas vidutiniškai 6 m/s greitis (38 pav.).

Tiek centriniam, tiek vakariniame regione bet kuriame aukštyje istorines vėjo pokyčio tendencijas labiausiai atitinka nepalankiausias vėjo energetikos Lietuvoje plėtrai scenarijus RCP4.5.



37 pav. Vėjingumas istoriniu periodu (1990–2020 m.) ir ateityje (iki 2100 m.) pagal RCP2.6, RCP4.5 ir RCP8.5 klimato kaitos scenarijus 100 m aukštyje centrinėje (A) šalies dalyje ir pajūryje (B)

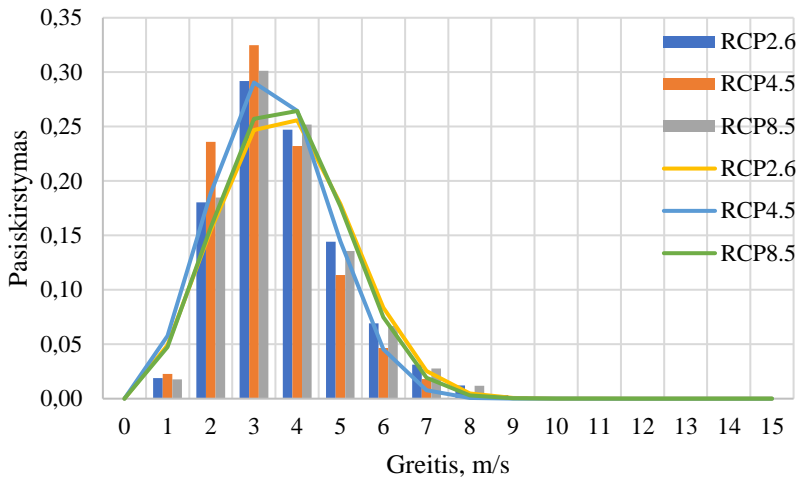


38 pav. Vėjingumas istoriniu periodu (1990–2020 m.) ir ateityje (iki 2100 m.) pagal RCP2.6, RCP4.5 ir RCP8.5 klimato kaitos scenarijus 150 m aukštyje centrinėje (A) šalies dalyje ir pajūryje (B)

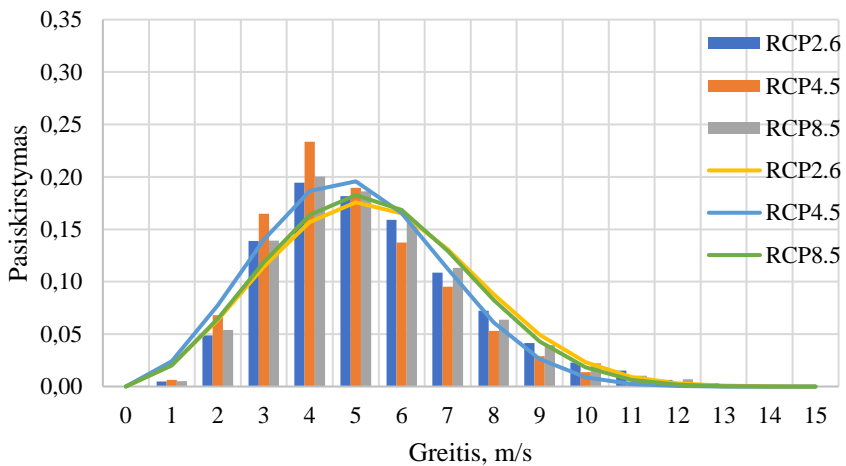
4.5.3. Vėjo greičio pasiskirstymas 2030–2055 m. laikotarpiu

2030–2055 m. laikotarpiu vėjo greičio pasiskirstymas 100 m aukštyje vidurio regione išliks panašus kaip ir istoriniu laikotarpiu. RCP2.6 ir RCP8.5 scenarijai rodo panašius rezultatus. Tačiau pastebima, kad Veibulo skirstinys, kurio naudojimas aprašytas 2.6.1 skyriuje, šių scenarijų atveju yra šiek tiek labiau pasislinkęs į dešinę. Tai reiškia, kad bet kurio iš minėtų scenarijų atveju 2030–2055 m. laikotarpiu šiek tiek dažniau vyrautų stipresni vėjai. Pavyzdžiui, istoriniu laikotarpiu šioje vietovėje 8 m/s vėjai tesudarė apie 0,5 %. Tuo tarpu, 2030–2055 m. klimatui vystantis pagal RCP2.6 arba RCP8.5 scenarijų, ši dalis jau sieks apie 1,2 %. Tai taip pat reiškia silpnėsių (2–4 m/s) vėjų dažnio sumažėjimą. Lietuvos atveju blogiausio RCP4.5 scenarijaus analizė rodo, jog yra tikimybė, jog bus priešingai. 2 m/s vėjo greičio tikimybė šiuo atveju padidėja nuo 15,9 % istoriniu laikotarpiu iki 23,6 % 2030–2055 m. laikotarpiu. Pastebėtina, kad klimato kaitai vystantis pagal RCP4.5 scenarijų mažėja bet kokio vėjo greičio, kuris yra didesnis nei 3 m/s tikimybė lyginant su istoriniu periodu. Tačiau net ir vykstant klimato kaitai centrinėje dalyje vėjo greitis išliks stabilesnis nei vakarinėje Lietuvos dalyje. Jei vidurio regione, remiantis Veibulo skirstinio diagrama, yra dominuojantis 2–4 m/s vėjo greitis, tai pajūryje labiausiai dominuoja 4–5 m/s vėjo greitis. Tačiau lyginant abi vietas, pajūryje (40 pav.) yra kur kas didesnė vėjo greičių sklaida nei šalies centre (39 pav.). Tačiau galima pastebėti, jog čia vėjo greitis palankiausio scenarijaus atveju nors ir retai, tačiau gali siekti iki 15 m/s. Tai sudaro apie 0,04 % viso laikotarpio arba 3,7 dienos per visą laikotarpį. Tuo metu didžiausias vidutinis vėjo greitis, kuris būtų fiksuojamas RCP8.5 scenarijaus atveju, būtų 14 m/s ir tikėtina, jog jis pūstų apie 5,5 dienos per 25 metų

laikotarpį. Taip pat 40 pav. yra matoma, kad lyginant su istoriniu laikotarpiu (36 pav.) pagal RCP4.5 scenarijų (40 pav.) ateityje padažnės silpnesnių kaip 5 m/s vėjų ir sumažės 5 m/s ir stipresnių vėjų.



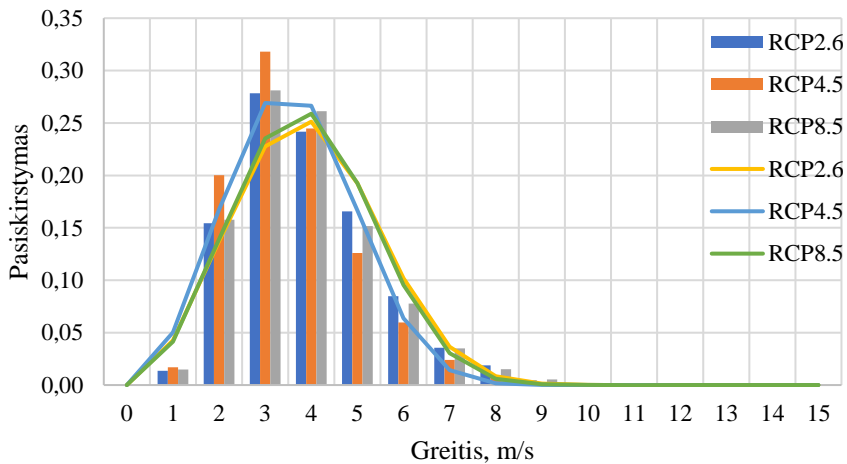
39 pav. Vėjo greičio pasiskirstymas Vidurio Lietuvoje 100 m aukštyje 2030–2055 m. laikotarpiu. Stulpeliai vaizduoja vėjo greičio dažnį, o linijos – Veibulo tikimybės tankio funkciją, rodančią vėjo greičio pasiskirstymą visame intervale



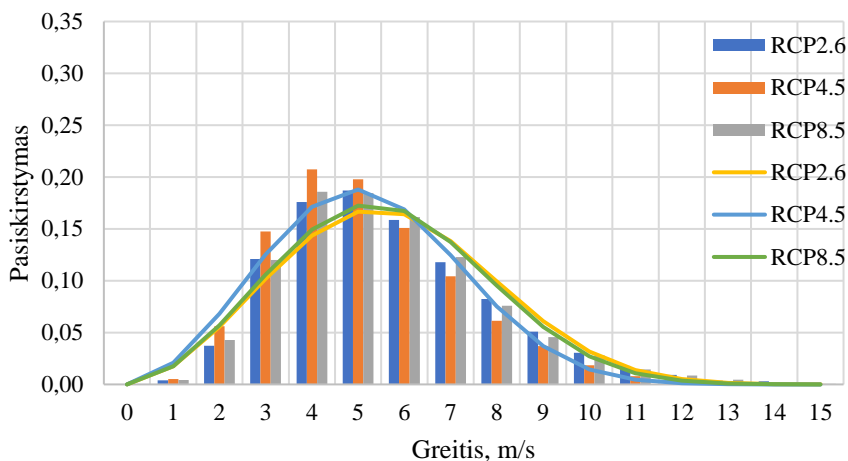
40 pav. Vėjo greičio pasiskirstymas vakarų Lietuvoje 100 m aukštyje 2030–2055 m. laikotarpiu. Stulpeliai vaizduoja vėjo greičio dažnį, o linijos – Veibulo tikimybės tankio funkciją, rodančią vėjo greičio pasiskirstymą visame intervale

Vidurio Lietuvoje A 150 m aukštyje vėjo greičio pasiskirstymas ne daug skiriasi nuo esančio 100 m. Galima pastebėti, kad šiek tiek rečiau pasitaiko mažesnių kaip 3 m/s vėjo greičių. Remiantis RCP2.6 scenarijaus analize, 100 m aukštyje tokie vėjai bus 19,2 %, o 150 m aukštyje – 16,8 % viso laiko. Tai atitinkamai sudaro 1818 ir 1534 dienas. RCP8.5 scenarijaus atveju jėgainės veikimui per silpni vėjo greičiai būtų apie 20,2 % viso laiko (1845 dienas) 100 metrų aukštyje ir 17,3 % (1576 dienas) 150 metrų aukštyje. Tačiau RCP4.5 scenarijaus atveju minėti skaičiai yra kur kas didesni. Jie siektų atitinkamai 25,9 % (2361 diena) ir 21,7 % (1979 dienos) viso elektrinės veikimo periodo. Šis klimato kaitos scenarijus pasižymi mažiausiu dienų skaičiumi su stipresniais nei 3 m/s vėjo greičiais.

Pajūryje kaip ir 100 m aukštyje, taip ir 150 m aukštyje 2030–2055 m. laikotarpiu vėjo greičių pasiskirstymas bus panašus ir kur kas platesnis nei Lietuvos centrinėje dalyje. Visų scenarijų atvejais dažniausi vėjai bus 4–5 m/s.



41 pav. Vėjo greičio pasiskirstymas Vidurio Lietuvoje 150 m aukštyje 2030–2055 m. laikotarpiu. Stulpeliai vaizduoja vėjo greičio dažnį, o linijos – Veibulo tikimybės tankio funkciją, rodančią vėjo greičio pasiskirstymą visame intervale



42 pav. Vėjo greičio pasiskirstymas pajūrio regione 150 m aukštyje 2030–2055 m. laikotarpiu. Stulpeliai vaizduoja vėjo greičio dažnį, o linijos – Veibulo tikimybės tankio funkciją, rodančią vėjo greičio pasiskirstymą visame intervale

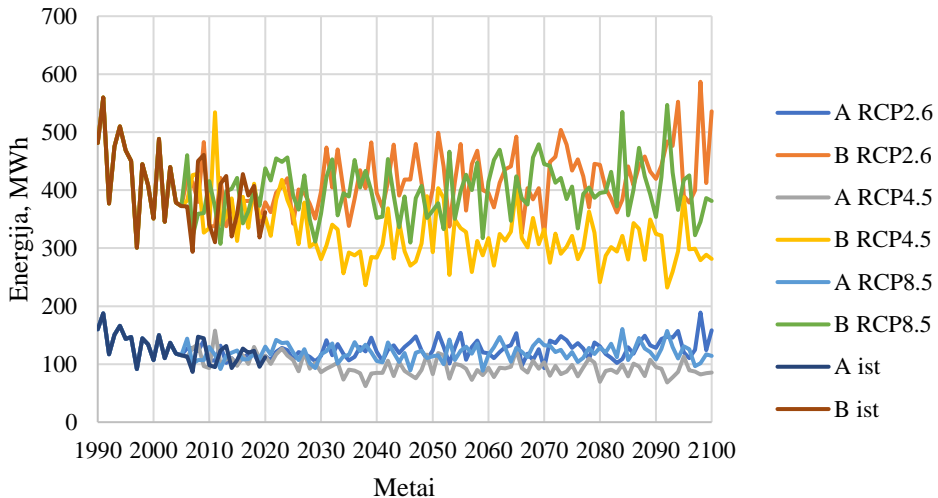
4.6. Prognozuojama vėjo energijos gamyba

Analizė, kuri buvo atlikta naudojant 2.6.2 skyriuje aprašytą metodiką, rodo, jog Vidurio Lietuvoje vėjo energijos gamyba vykstant RCP2.6 scenarijui mažiausia per visą šimtmetį bus 3-ajame dešimtmetyje, o po to nuosekliai iki amžiaus pabaigos didės, kol 10-ojo dešimtmečio antroje pusėje pasieks stebėjimų laikotarpio pradžios lygį. Pastebėtina, kad analogiška situacija turėtų vykti ir pajūrio vietovėje tiek 100 m, tiek 150 m aukštyje. RCP8.5 scenarijus nerodo jokių energijos gamybos pokyčių per visą XXI amžių. Vykstant šiam scenarijui energijos gamyba bus lygi vidutinei istorinio periodo elektros gamybai abiejose vietovėse ir abiejuose aukščiuose. Tuo tarpu RCP4.5 scenarijaus analizė rodo, jog iki amžiaus vidurio yra tikėtina mažėjanti energijos gamyba, kuri 4-ajame dešimtmetyje turėtų stabilizuotis ir išlikti pastovi iki amžiaus pabaigos.

4.6.1. Prognozuojama jėgainės „Enercon E-101“ energijos gamyba

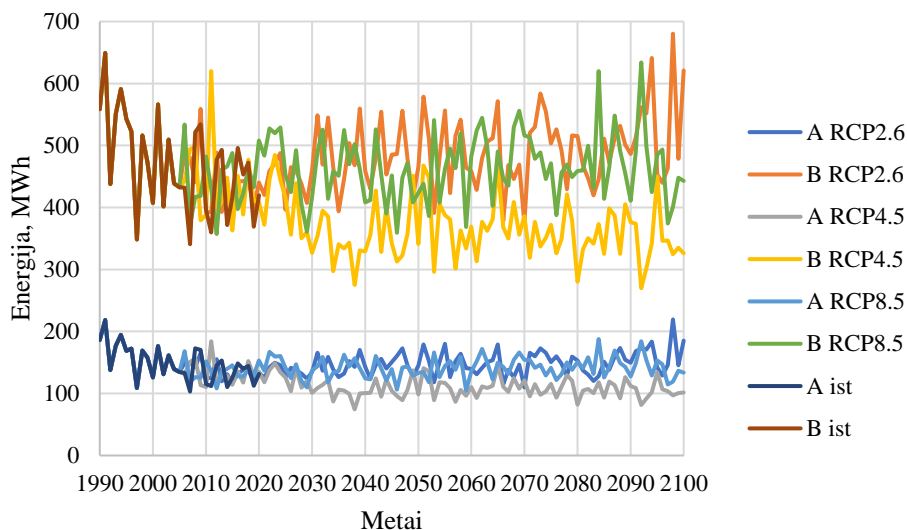
Naudojant mažiausios galios iš pasirinktų vėjo jėgainę, istorinio laikotarpio pradžioje elektros energijos gamyba naudojant tokią jėgainę būtų siekusi apie 460 MWh laikotarpio pradžioje ir apie 350 MWh per metus laikotarpio pabaigoje 100 m aukštyje pajūryje (43 pav.). Tai reiškia, jog dėl klimato kaitos sukeltų padarinių energijos gamyba naudojant tokią jėgainę sumažėja apie 3,7 MWh. Lietuvos centre tokio staigaus energijos gamybos kritimo nebuvo stebima. Čia istorinio laikotarpio pradžioje būtų buvę gaminama apie 150 MWh, o pabaigoje – apie 100 MWh. Tai reikštų apie daugiau nei pusiau mažesnę metinį nuosmukį lyginant su vakarų regionu – čia jis siektų 1,7 MWh/metus. Centrinės šalies dalies RCP2.6 scenarijaus analizė

rodo, jog vėjo energijos gamyba nuo dabartinės padidės iki buvusios istorinio laikotarpio pradžioje tik paskutiniajame 21-o amžiaus dešimtmetyje. Tai reiškia, kad vidutinis energijos gamybos didėjimo greitis šio scenarijaus atveju 100 m aukštyje sieks apie 0,63 MWh per metus vidurio ir 1,4 MWh/metus Vakarų Lietuvoje. Tačiau RCP4.5 scenarijaus atveju, kaip minėta anksčiau, numatoma, kad energijos gamyba nuosekliai mažės iki amžiaus vidurio, o tuomet kritimas sulėtės. Todėl pajūryje iki amžiaus vidurio vidutinis elektros energijos mažėjimo greitis sieks apie 3 MWh/metus, o vėliau – apie 1 MWh/ metus, o centrinėje dalyje tai atitinkamai sudarys 1 MWh/metus ir 0,3 MWh/metus.



43 pav. Enerģijos gamyba istoriniu periodu (1990–2020 m.) ir ateityje (iki 2100 m.) pagal RCP2.6, RCP4.5 ir RCP8.5 klimato kaitos scenarijus, naudojant jėgainę „Enercon E-101“, centrinėje (A) šalies dalyje ir pajūryje 100 m aukštyje (B)

Panašūs pokyčiai istoriniu periodu vyko ir 150 m aukštyje (44 pav.). Enerģijos gamyba Vidurio Lietuvoje šio laikotarpio pradžioje siekė apie 180 MWh/metus, o pabaigoje – 120 MWh/metus. Vėjo pagaminama elektros energija vidutiniškai mažėjo apie 2 MWh/metus. Tuo tarpu vakarinėje šalies dalyje gamyba buvo kur kas didesnė nei 100 m aukštyje. Čia laikotarpio pradžioje buvo gaminama apie 530 MWh/ metus, pabaigoje – 400 MWh/metus, o vidutinis gamybos mažėjimas per metus siekė apie 4,3 MWh. Palankiausias RCP2.6 scenarijus abiejose vietovėse pasižymi didesniu vidutiniu metiniu energijos kilimu. Vakariename ir centriname regionuose tai atitinkamai sieks 0,67 MWh/metus ir 0,33 MWh/metus. Tačiau RCP4.5 atveju kritimas taip pat būtų greitesnis. Iki amžiaus vidurio pajūryje jis siektų 4 MWh/metus, o vėliau 1,3 MWh/metus. Vidurio regione tai atitinkamai būtų 2 MWh/metus ir 0,67 MWh/ metus.



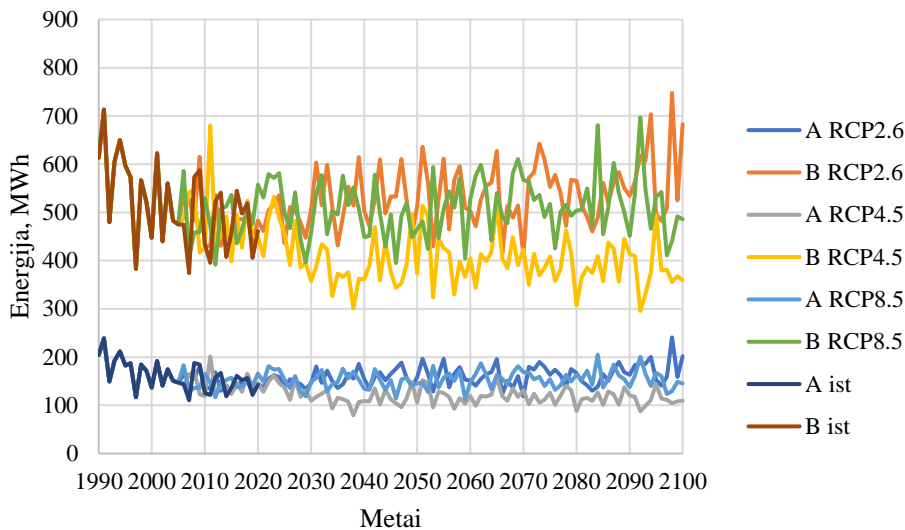
44 pav. Enerģijas gamyba istoriniu periodu (1990–2020 m.) ir ateityje (iki 2100 m.) pagal RCP2.6, RCP4.5 ir RCP8.5 klimato kaitos scenarijus, naudojant jėgainę „Enercon E-101“, centrinėje (A) šalies dalyje ir pajūryje B 150 m aukštyje

4.6.2. Prognozuojama jėgainės „Enercon E-112“ energijos gamyba

Pasirinkus vidutinės galios vėjo elektrinę, tokios jėgainės pagamintas elektros energijos kiekis istorinio laikotarpio pradžioje būtų buvęs apie 580 MWh, o laikotarpio pabaigoje – apie 440 MWh per metus 100 m aukštyje pajūryje (kaip parodyta 45 pav.). Tai rodo, kad dėl klimato kaitos poveikio šios konkrečios jėgainės pagaminamos energijos kiekis sumažėja maždaug 4,6 MWh. Tačiau nepastebėta, kad energijos gamyba labai sumažėtų vidurio regione. Šioje vietovėje energijos gamyba iš pradžių būtų buvusi apie 200 MWh, o į pabaigą – apie 140 MWh per metus, taigi metinis sumažėjimas yra maždaug perpus mažesnis nei pajūryje, konkrečiai 2 MWh per metus.

Centrinės šalies dalies atveju RCP2.6 scenarijaus analizė rodo, kad vėjo energijos gamyba nuo dabartinio lygio iki lygio, kuris buvo stebimas istorinio laikotarpio pradžioje, padidės tik per paskutinį XXI a. dešimtmetį. Tai reiškia, kad vidutinis energijos gamybos didėjimo tempas pagal šį scenarijų minėtame regione 100 m aukštyje bus maždaug vos 0,13 MWh per metus. Kita vertus, pajūryje vidutinis padidėjimo tempas bus apie 0,5 MWh per metus.

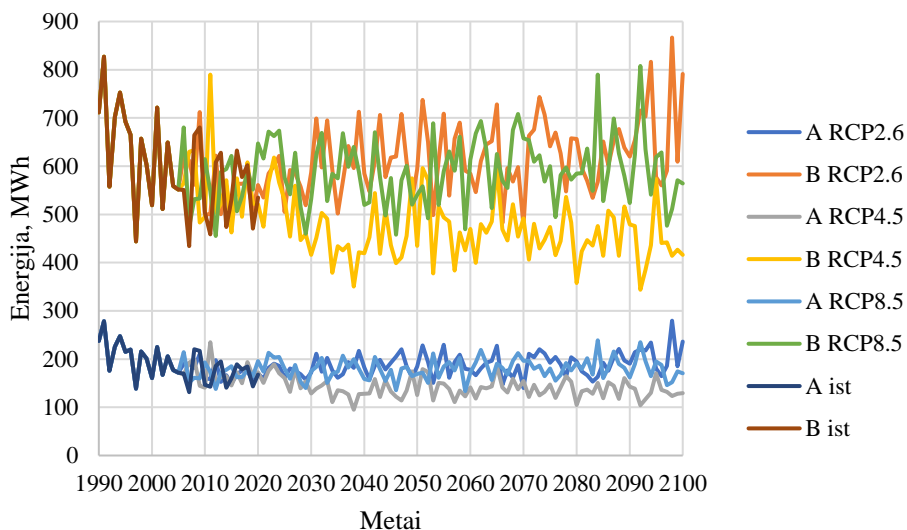
Priešingai, pagal RCP4.5 scenarijų prognozuojama, kad energijos gamyba nuolat mažės iki šimtmečio vidurio, o vėliau mažėjimas sulėtės. Dėl to vidutinis mažėjimo tempas iki šimtmečio vidurio pajūryje bus apie 4 MWh per metus, o vėliau – apie 1,3 MWh per metus. Palyginimui, Vidurio Lietuvoje vidutinis mažėjimo tempas iki amžiaus vidurio bus apie 1,5 MWh per metus, o vėliau – apie 0,5 MWh per metus.



45 pav. Enerģijas gamyba istoriniu periodu (1990–2020 m.) ir ateityje (iki 2100 m.) pagal RCP2.6, RCP4.5 ir RCP8.5 klimato kaitos scenarijus, naudojant jėgainę „Enercon E-101“, centrinėje (A) šalies dalyje ir pajūryje (B) 100 m aukštyje

Panašūs pokyčiai istoriniu laikotarpiu buvo stebimi 150 m aukštyje, kaip parodyta 46 pav. Centrinėje dalyje šio laikotarpio pradžioje energijos gamyba siekė apie 160 MWh per metus, o pabaigoje sumažėjo iki maždaug 220 MWh per metus. Vidutiniškai vėjo elektros energijos gamyba mažėjo tokiu pat greičiu kaip E-101 atveju, t.y. maždaug 2 MWh per metus. Priešingai, pajūrio regione gamybos lygis buvo gerokai aukštesnis, palyginti su 100 m aukščiu arba E-101 jėgaine. Iš pradžių jis siekė apie 680 MWh per metus, o laikotarpio pabaigoje sumažėjo iki maždaug 520 MWh per metus, t. y. vidutiniškai sumažėjo maždaug 5,3 MWh per metus.

Palankiausia scenarijui, RCP2.6, būdingas didesnis vidutinis metinis energijos gamybos padidėjimas abiejose vietovėse. Tiek vakarinėje, tiek centrinėje dalyje vidutinis metinis padidėjimas būtų atitinkamai apie 0,5 MWh per metus ir 0,13 MWh per metus. Tačiau pagal RCP4.5 scenarijų mažėjimas būtų spartesnis nei E-101 atveju. Iki šimtmečio vidurio vakariniame regione sumažėjimas siektų 5,5 MWh per metus, o vėliau mažėtų 1,8 MWh per metus. Centriniam regione sumažėjimas būtų atitinkamai 1 MWh per metus ir 0,33 MWh per metus.



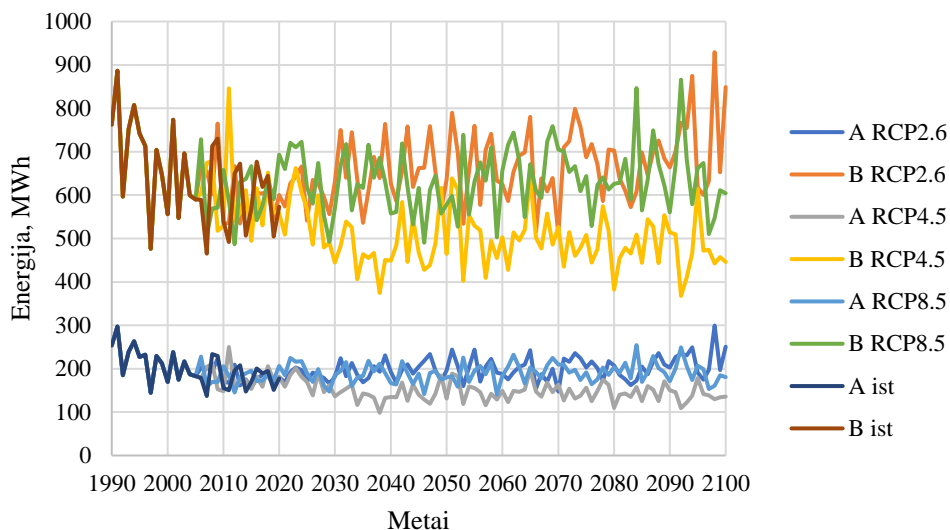
46 pav. Energijos gamyba istoriniu periodu (1990–2020 m.) ir ateityje (iki 2100 m.) pagal RCP2.6, RCP4.5 ir RCP8.5 klimato kaitos scenarijus, naudojant jėgainę „Enercon E-101“, centrinėje (A) šalies dalyje ir pajūryje (B) 150 m aukštyje

4.6.3. Prognozuojama jėgainės „Enercon E-126“ energijos gamyba

Pačios didžiausios galios vėjo jėgainės pagamintos elektros energijos kiekis istorinio laikotarpio pradžioje būtų buvęs maždaug 720 MWh, o istorinio laikotarpio pabaigoje – apie 540 MWh per metus 100 m aukštyje pajūryje (kaip matoma 47 pav.). Tai rodo, kad elektros energijos gamyba dėl klimato kaitos poveikio sumažėdavo maždaug 6 MWh per metus. Tačiau Vidurio Lietuvoje tokio staigaus energijos gamybos mažėjimo nepastebėta. Šioje vietovėje energijos gamyba iš pradžių būtų buvusi apie 240 MWh, o baigiantis laikotarpiui – apie 160 MWh per metus, taigi metinis sumažėjimas būtų maždaug perpus mažesnis nei pajūrio regione, t. y. 2,7 MWh per metus.

Analizuojant RCP2.6 scenarijų Vidurio Lietuvoje, akivaizdu, kad vėjo energijos gamyba nuo dabartinio lygio iki lygio, stebėto istorinio laikotarpio pradžioje, padidės tik per paskutinį XXI a. dešimtmetį. Todėl pagal šį scenarijų vidutinis energijos gamybos didėjimo tempas centrinėje šalies dalyje, 100 m aukštyje, bus tik 0,09 MWh per metus. Ir atvirkščiai, pajūryje vidutinis padidėjimo tempas bus maždaug 0,63 MWh per metus.

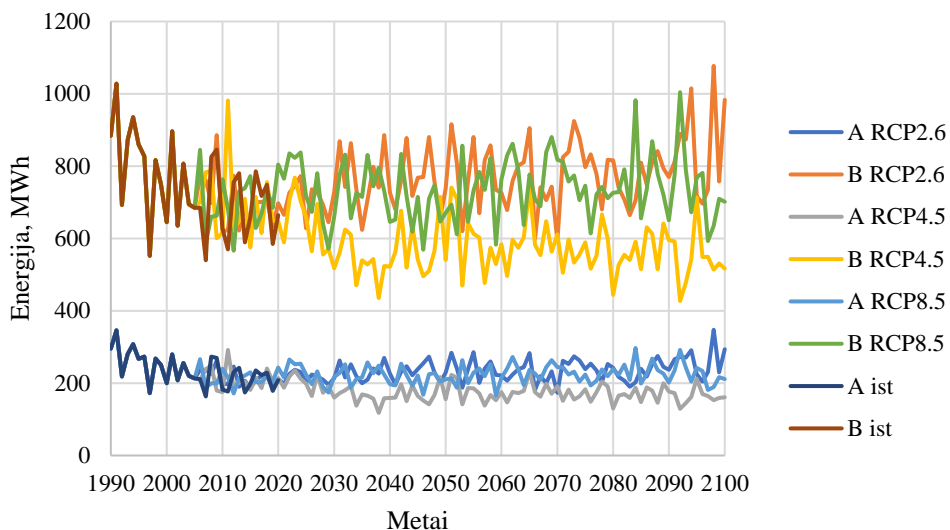
Priešingai, pagal minėtą RCP4.5 scenarijų prognozuojamas nuoseklus energijos gamybos mažėjimas iki šimtmečio vidurio, o vėliau mažėjimas sulėtės. Todėl vidutinis mažėjimo tempas vakarinėje dalyje iki amžiaus vidurio bus maždaug 5 MWh per metus, o vėliau – maždaug 1,7 MWh per metus. Palyginimui, vidutinis mažėjimo tempas centriniam regione bus maždaug 1 MWh per metus iki šimtmečio vidurio ir maždaug 0,3 MWh per metus vėliau.



47 pav. Energijos gamyba istoriniu periodu (1990–2020 m.) ir ateityje (iki 2100 m.) pagal RCP2.6, RCP4.5 ir RCP8.5 klimato kaitos scenarijus, naudojant jėgainę „Enercon E-101“, centrinėje (A) šalies dalyje ir pajūryje (B) 100 m aukštyje

Panašūs svyravimai istoriniu laikotarpiu buvo stebimi 150 m aukštyje, kaip parodyta 48 pav.. Vidurio Lietuvoje energijos gamyba laikotarpio pradžioje buvo apie 240 MWh per metus, o pabaigoje sumažėjo iki maždaug 200 MWh per metus. Vidutiniškai vėjo energijos gamyba mažėjo panašiu tempu kaip ir jėgainėse E-101 bei E-112, t. y. maždaug 2 MWh per metus. Priešingai, pajūryje gamyba buvo gerokai didesnė, palyginti tiek su elektrinėmis E-101 ar tiek su E-112. Pradžioje ji siekė apie 840 MWh per metus, o laikotarpio pabaigoje sumažėjo iki maždaug 640 MWh per metus, taigi vidutiniškai sumažėjo apie 6,7 MWh per metus. Toks didelis mažėjimo tempas yra didžiausias istoriniu laikotarpiu tarp jėgainių bei skirtingų aukščių atžvilgiu.

Palankiausia scenarijui, RCP2.6, būdingas didesnis vidutinis metinis energijos gamybos augimas abiejose regionuose. Vakariniame ir centrinėje šalies dalyse vidutinis metinis padidėjimas būtų atitinkamai apie 0,5 MWh per metus ir 0,07 MWh per metus. Tačiau RCP4.5 scenarijaus atveju mažėjimas būtų spartesnis, palyginti su E-101 ar E-112 atvejais. Iki amžiaus vidurio pajūryje sumažėjimas siektų 7 MWh per metus, o vėliau sumažėtų 2,3 MWh per metus. Centriniam regione sumažėjimas būtų atitinkamai 2 MWh per metus ir 0,67 MWh per metus.



48 pav. Enerģijas gamyba istoriniu periodu (1990–2020 m.) ir ateityje (iki 2100 m.) pagal RCP2.6, RCP4.5 ir RCP8.5 klimato kaitos scenarijus, naudojant jėgainę „Enercon E-101“, centrinėje (A) šalies dalyje ir pajūryje (B) 150 m aukštyje

4.7. Prognozuojama vėjo parko energija

Vėjo parko energijos analizei buvo pasirinktas 8 diametrų (8D) atstumas tarp jėgainių. Dažnai rekomenduojama naudoti 8 diametrų atstumus tarp vėjo jėgainių tais atvejais, kai yra pakankamai erdvės ir kai labai svarbu sumažinti vėjo jėgainių poveikį. Toks atstumas leidžia užtikrinti didesnę atstumą tarp jėgainių, todėl sumažėja vienos vėjo jėgainės sukeliama turbulentinio oro srauto poveikis kaimyninių jėgainių veikimui. Minėtas atstumas ypač taikomas atviroje, lygioje vietovėje, kur vėjo srautas yra palyginti tolygus ir nuspėjamas, pavyzdžiui, vėjo jėgainių parkai jūroje arba dideli žemės ūkio paskirties žemės plotai. Toks atstumas gali padėti optimizuoti bendrą vėjo jėgainių parko efektyvumą ir našumą, nes leidžia maksimaliai išnaudoti turimus vėjo išteklius.

Atstumas metrais tarp skirtingų jėgainių yra pateiktas 14 lentelėje, o jėgainių naudingumas esant skirtingiems atstumams – 12 lentelėje. Jėgainių parko gardelės dydis buvo pasirinktas 4×4 . Tai reiškia, jog vėjo parkas talpintų 16 elektrinių. Analizuotas gamybos laikotarpis yra 2030–2055 m., kadangi 25 metai yra vidutinis jėgainės gamintojų rekomenduojamas jėgainės gyvavimo laikotarpis.

14 lentelė. Atstumas tarp jėgainių metrais vėjo parke, vertinant kiekvienos jėgainės diametrą

	E101	E112	E126
Diametras, m	101	114	127

4D	404	456	508
5D	505	570	635
6D	606	684	762
7D	707	798	889
8D	808	912	1016
9D	909	1026	1143

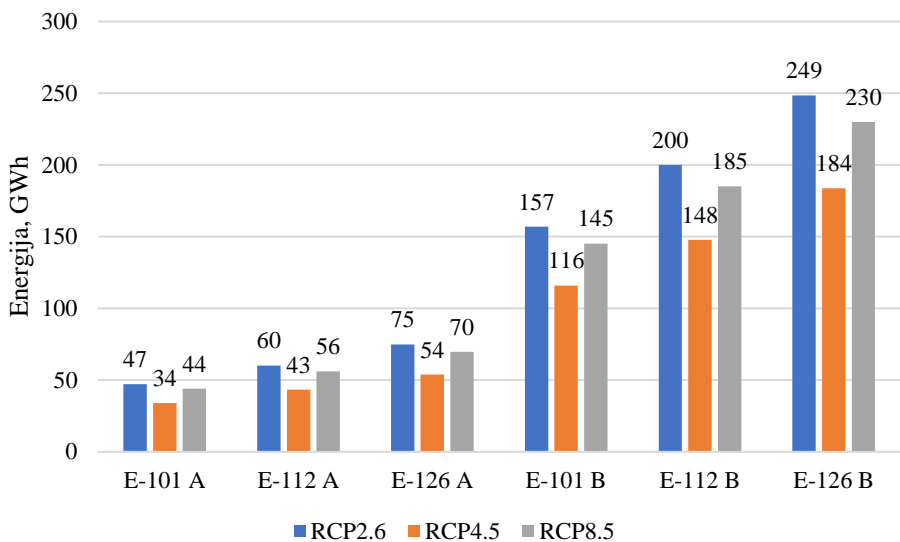
Vėjo parko suminė pagaminama energija, kuri yra apskaičiuojama remiantis (32) ir (33) formulėmis, per jėgainių veikimo laikotarpį stipriai kinta priklausomai nuo pasirinkto regiono, jėgainės tipo ir klimato kaitos scenarijaus. Kaip ir vėjo greičio atveju, taip ir pagaminamos energijos atžvilgiu plėtrai palankiausias yra RCP2.6, o mažiausiai palankus – RCP4.5. Lyginant šiuos du scenarijus, energijos gamyba toje pačioje vietoje gali sumažėti nuo 6,4 % iki 7,4 %, priklausomai nuo pasirinkto jėgainių tipo, lokacijos ir aukščio. Tai atitinkamai sudaro nuo 3 TWh iki 21 TWh per eksploatacijos laikotarpį.

Mažiausia iš analizei pasirinktų vėjo jėgainių „Enercon E-101“ per minėtą laikotarpį parkas turėtų pagaminti apie 34–47 TWh, jei jos bokštas būtų 100 m aukščio arba 40–55 TWh naudojant 150 m aukščio bokštą centriniame šalies regione. Bokšto aukščio padidinimas nuo 100 m iki 150 m gali lemti iki 17,6 % daugiau pagaminamos energijos. Labiau vėjingoje aplinkoje, kaip kad pajūryje, toks bokšto aukščio padidinimas keistų nedaug. Vakarų regione tokių pat jėgainių parko elektros energijos gamyba padidėtų iki 16,4 % arba nuo 116–157 TWh iki 135–182 TWh per 25 metus.

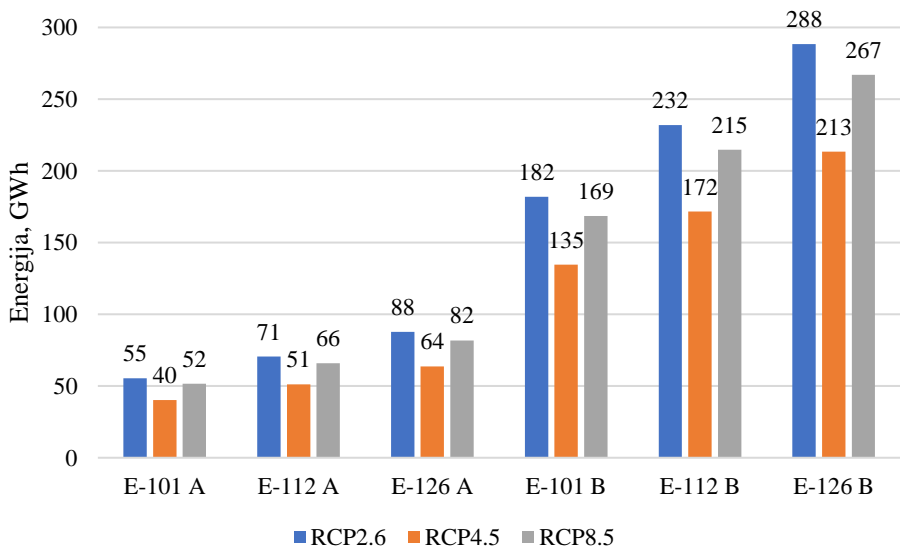
Pasirinkus galingesnes jėgaines, pavyzdžiui „Enercon E-112“, energijos gamyba tiek centrinėje, tiek vakarinėje šalies dalyje 100 m aukštyje padidėtų beveik trečdaliu – 26,5–27,5 % lyginant su E-101 bet kurio klimato kaitos scenarijaus atveju. O 150 m aukštyje tai sudarytų apie 27,5–29,1 %. Naudojant šio modelio jėgaines Vidurio Lietuvoje, jų gyvavimo laikotarpiu vėjo parke būtų pagaminta 43–60 TWh elektros energijos, jei jos būtų 100 m aukščio ir 51–71 TWh, jei bokštai būtų 150 m aukščio. Bokšto aukščio padidinimas lemtų apie 18,5 % energijos prieaugį. Tuo tarpu pajūryje padidinus jėgainės bokštų aukštį, pagaminamos energijos kiekis padidėtų apie 16 % RCP2.6 ir 16,2 % RCP4.5 scenarijų atvejais.

Pačių didžiausių analizuotų jėgainių ir vieno didžiausių rinkoje „Enercon E-126“ gamybos pajėgumai taip pat būtų didžiausi. Toks 100 m aukščio vėjo parkas Vidurio Lietuvoje galėtų pagaminti iki 75 TWh per ketvirtį amžiaus, o vakarų Lietuvoje – iki 249 TWh. 150 m aukščio jėgainė atitinkamai pagamintų 88 TWh ir 288 TWh. Tokia elektros energijos gamybos apimtis yra iki 60 % didesnė nei naudojant jėgaines E-101 arba iki 25 % nei naudojant elektrines E-112 bet kuriame aukštyje.

Vėjo energijos gamybai daugiau įtakos turi bokšto aukščio pasirinkimas, nei tinkamo vėjo jėgainės vėjaračio dydžio parinkimas. Taip pat pastebėta, kad kai pajūryje vidutinis vėjo greitis yra didesnis maždaug 47 % nei centrinėje dalyje, suminis energijos gamybos potencialas padidėja apie 227–234 % per vėjo jėgainių parko gyvavimo laikotarpį.



49 pav. Vējo parko pagaminama enerģija 2030–2055 m. laikotarpī, naudojant skirtingas vējo jėgaines ir esant skirtingiems klimato kaitos scenarijams. Jėgaines aukštis – 100 m centrinėje (A) šalies dalyje ir pajūryje (B)



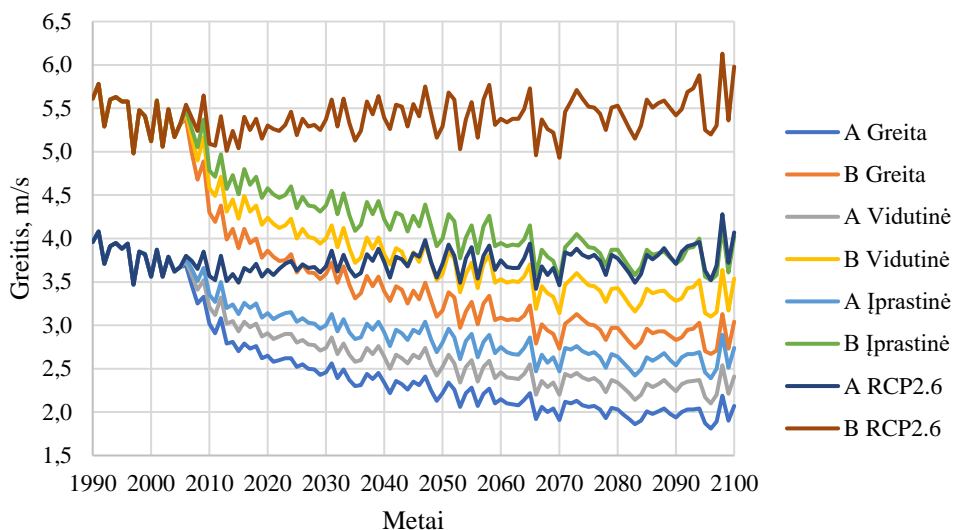
50 pav. Vējo parko pagaminama enerģija 2030–2055 m. laikotarpī, naudojant skirtingas vējo jėgaines ir esant skirtingiems klimato kaitos scenarijams. Jėgaines aukštis – 150 m centrinėje (A) šalies dalyje ir pajūryje (B)

4.8. Urbanizacijos ir klimato kaitos įtaka vėjo greičiui ir energetikai

Stipriai urbanizuotos teritorijos turi didelę įtaką vietovės vėjo ištekliams. Yra žinoma, kad vietovei pasiekus 3 šiurkštumo klasę, kai šiurkštumo ilgis yra lygus 0,4 ar daugiau, vėjo greitis tampa sunkiai prognozuojamas dėl didelės turbulencijos aplinkoje. Tuomet yra laikoma, kad tokioje aplinkoje vidutinis vėjo greitis turėtų būti vertinamas su $\pm 40\%$ paklaida. Tai reiškia, kad jei vidutinis vėjo greitis tokioje vietovėje yra 4 m/s, iš tiesų jis gali svyruoti nuo 2,4 m/s iki 6,4 m/s. Esant tokiai aplinkai, tolesnis vietos energetinis vertinimas tampa neįmanomas dėl itin didelių paklaidų. Jei vietovės urbanizacija vystosi įprastu greičiu ir didmiestis visiškai tuščioje vietovėje užauga per maždaug 200 metų, 3 šiurkštumo klasė vidutiniškai yra pasiekama per 87 metus nuo urbanizacijos pradžios. Analizuojamu pavyzdžiu tai būtų apie 2093 metus. Tačiau kartais miestai plečiasi dvigubai greičiau. Tokiu atveju šis urbanizacijos lygis gali būti pasiektas per 43 metus arba 2049 metais. Ypatingai greitai besivystantys ar besivystę miestai, tokie kaip Elektrėnai ar Visaginas, gali visiškai pasikeisti vos per 21 metus. Todėl jau 2027 tokioje vietovėje taptų neįmanoma prognozuoti vidutinio vėjo greičio ar sakyti, kad ši aplinka yra dar tinkama horizontalios ašies vėjo jėgainių parkui. Vėjo greitis ekstensyvioje urbanistinėje aplinkoje apskaičiuojamas pagal (26) formulę.

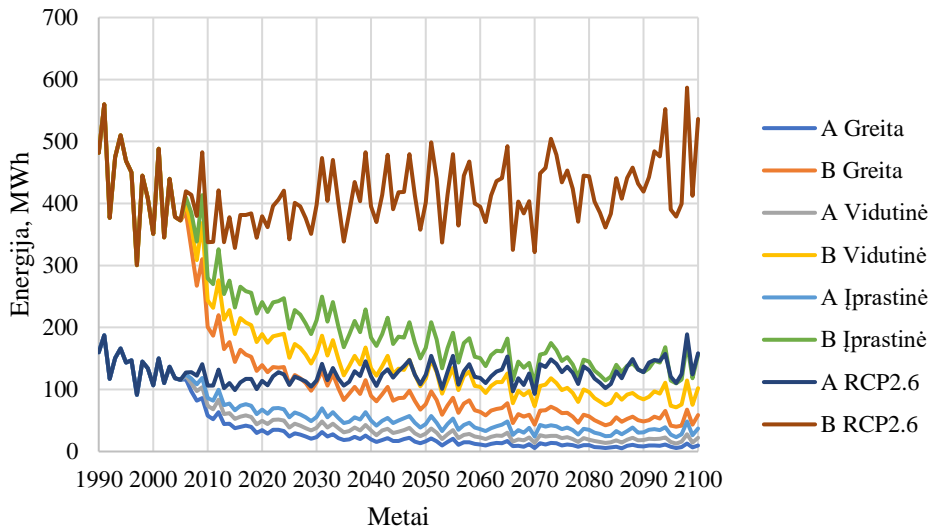
4.8.1. Vėjo greičio ir energijos gamybos analizė 100 m aukštyje pagal klimato kaitos scenarijų RCP2.6

Šio skyriaus vaizdinėje medžiagoje yra parodyta, kaip keisis vakarų ir centrinio regiono vėjingumas 100 m (51 pav.) aukštyje RCP2.6 klimato kaitos scenarijaus atveju. Kaip minėta anksčiau, pagal šį scenarijų vėjo greitis palengva turėtų didėti abėjuose regionuose ir analizuojamuose aukščiuose. Tačiau plečiantis urbanizuotai teritorijai aplink pasirinktas vietoves, vėjo greičio mažėjimas vyks kur kas sparčiau nei tai galėtų kompensuoti klimato kaita. Miesto plėtrai vystantis įprastiniu tempu, vidurio regione 100 m aukštyje, kur vidutinis vėjo greitis yra vos daugiau nei 3,5 m/s, ribinis vėjo greitis (3 m/s) būtų pasiektas per maždaug 21 metus, vidutiniu tempu – per 13 metų, o vykstant itin sparčiai urbanizacinei plėtrai prireiktų vos 5 metų. Tuo tarpu pajūryje toks procesas užtruktų kur kas ilgiau. Ribinis 3 m/s vėjo greitis būtų pasiektas tik po 60 metų greitos plėtros, tačiau verta pastebėti, kad vėjo energijos generacija dėl padidėjusios turbulencijos taps nestabili kur kas anksčiau. Per 25 metus nuo įprastinės urbanizacijos pradžios abiejose vietovėse vidutinis vėjo greitis nukris 11,5 %, vidutinės plėtros atveju tai būtų iki 17 %, o greitos – 23,4 %. Tai atitinkamai Lietuvos centre reikštų vėjo greičio sumažėjimą per 0,42 m/s, 0,62 m/s ir 0,86 m/s. Pajūryje vėjo greičio nuostoliai būtų didesni. Jie greitos urbanizacijos atveju siektų 1,24 m/s, vidutinės – 0,9 m/s, o įprastinės – 0,61 m/s.



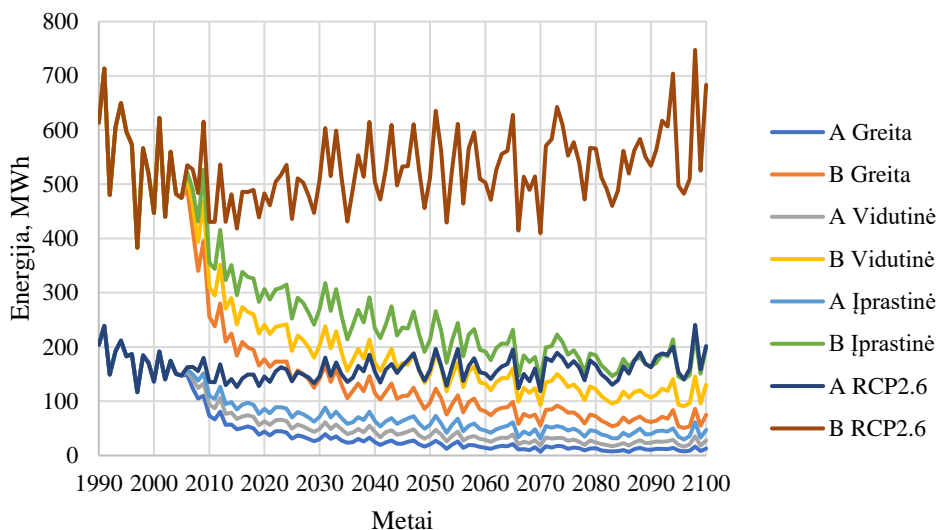
51 pav. Vėjingumas istoriniu periodu (1990–2020 m.) ir ateityje (iki 2100 m.) pagal RCP2.6 klimato kaitos scenarijų, įvertinus urbanizacijos įtaką, 100 m aukštyje centrinėje (A) šalies dalyje ir pajūryje (B)

Anksčiau minėtas vėjo greičio sumažėjimas dėl miesto plėtros lemtų itin didelius elektros energijos gamybos nuostolius. Naudojant jėgaines E-101 (52 pav.), tokiomis sąlygomis centrinėje šalies dalyje įprastinės plėtros sąlygomis būtų prarasta apie 34 % arba 981 MWh visos potencialiai įmanomos pagaminti energijos per jėgainės veikimo laikotarpį. Vykstant tik klimato kaitai, per tą patį laikotarpį būtų galima pagaminti 2893 MWh Vidurio Lietuvos regione ir 9556 MWh vakariniame regione. Esant spartesnei arba vidutinio greičio plėtrai tai sudarytų iki 47 % arba 1364 MWh, o miestui vystantis labai greitai – iki 60 % arba 1744 MWh. Įprastinės plėtros atveju pajūris nukentėtų mažiau, jei palyginimas atliekamas su prarasta potencialiai galimos pagaminti jėgainės veikimo laikotarpiu elektros energijos dalimi, tačiau kiekybinė išraiška rodo, jog tikrieji nuostoliai būtų maždaug 3 kartus didesni nei centrinėje dalyje. Čia energijos gamybos nuostoliai įprastinės plėtros atveju būtų 31 % arba 2919 MWh, tačiau didėjant tempui nuostoliai taptų didesni ir siektų 42 % (4053 MWh), jei plėtra vyktų vidutiniu greičiu, arba 55 % (5225 MWh), jei būtų vykdoma sparti plėtra.



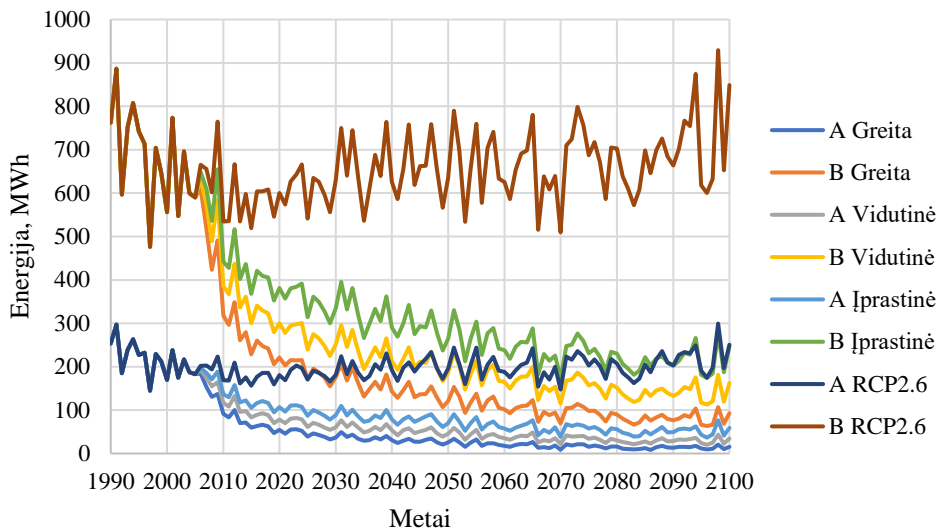
52 pav. Energijos gamyba naudojant jėgainę „Enercon E-101“, įvertinus urbanizacijos įtaką, istoriniu periodu (1990–2020 m.) ir ateityje (iki 2100 m.) pagal RCP2.6 klimato kaitos scenarijų 100 m aukštyje centrinėje (A) šalies dalyje ir pajūryje (B)

Jėgainė E-112 per savo gyvavimo laikotarpį galėtų generuoti 3686 MWh centriniam regione ir 12174 MWh pajūrio regione. Patačius urbanistinės plėtros zonoje didesnę jėgainę E-112, procentinis energijos gamybos pokytis liktų toks pat kaip ir jėgainės E-101, tačiau padidėtų suminė pagaminama energija per 25 metus nuo urbanizacijos pradžios. Vykstant greitam miesto augimui, šalies viduryje viena elektrinė pagamintų 2222 MWh mažiau, o pajūryje – 6657 MWh mažiau nei kad galėtų pagaminti vykstant tik klimato kaitai. Jei miestas augtų vidutiniu tempu, tuomet vidurio regione vidutiniai nuostoliai siektų 1738 MWh, o pajūrio regione – 5163 MWh. Patys mažiausi nuostoliai būtų miestui plečiantis įprastiniu tempu. Tokiu atveju Lietuvos centrinėje dalyje nebūtų pagaminama 1250 MWh, o pajūryje – 3718 MWh.



53 pav. Energijos gamyba naudojant jėgainę „Enercon E-112“, įvertinus urbanizacijos įtaką, istoriniu periodu (1990–2020 m.) ir ateityje (iki 2100 m.) pagal RCP2.6 klimato kaitos scenarijų 100 m aukštyje centrinėje (A) šalies dalyje ir pajūryje (B)

Pačios didžiausios ir galingiausios jėgainės nuostoliai būtų taip pat didžiausi kaip ir gamyba. Šio scenarijaus atveju jėgainė pagamintų 4582 MWh vidurio regione ir 15133 MWh pajūrio regione per visą veikimo laikotarpį. Centriniam regione, vykstant miesto plėtrai pagal Elektrėnų, Visagino ar panašaus miesto scenarijų, per veikimo laikotarpį būtų prarasta 2762 MWh elektros energijos. Vakariniame dalyje toks nuostolis sudarytų 8275 MWh. Plėtrai vykstant vidutiniu tempu, centriniam regione nuostoliai būtų šiek tiek mažesni ir siektų 2160 MWh, o pajūryje – 6414 MWh. Įprastinio tempo miesto plėtra būtų beveik pusiau mažiau nuostolinga nei itin sparti. Šiuo atveju centrinės dalies nuostoliai siektų 155 MWh, o vakarinės – 4622 MWh.

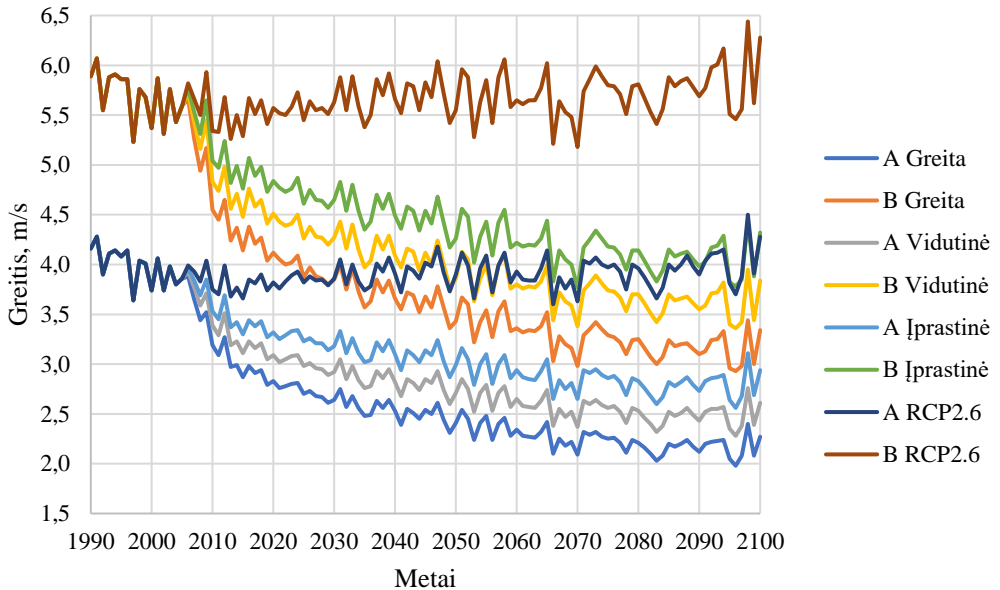


54 pav. Enerģijos gamyba naudojant jėgainę „Enercon E-126“, įvertinus urbanizacijos įtaką, istoriniu periodu (1990–2020 m.) ir ateityje (iki 2100 m.) pagal RCP2.6 klimato kaitos scenarijų 100 m aukštyje centrinėje (A) šalies dalyje ir pajūryje (B)

4.8.2. Vėjo greičio ir energijos gamybos analizė 150 m aukštyje pagal klimato kaitos scenarijų RCP2.6

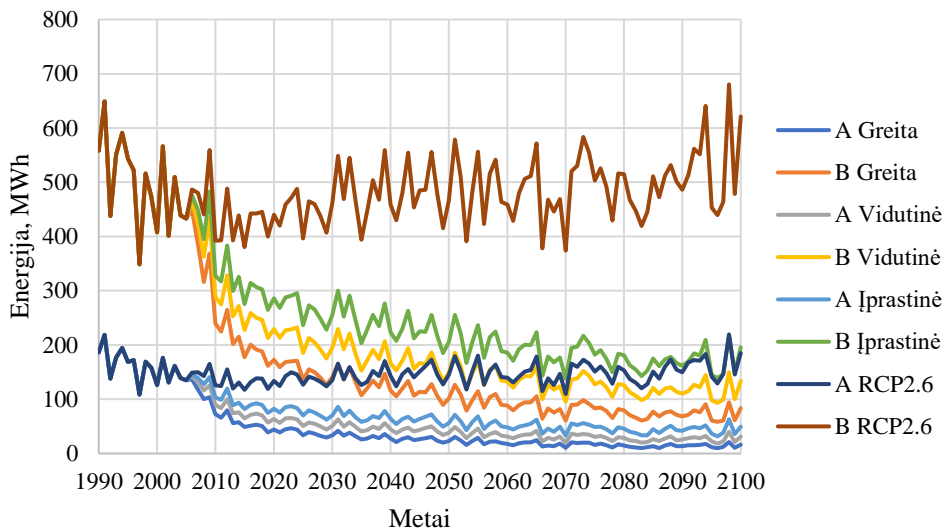
Klimato kaitos ir urbanizacijos poveikio derinys 150 m aukštyje vėjo greičio pokyčiui turės tokią pat įtaką kaip ir 100 m aukštyje. Čia abiejuose regionuose vidutinis vėjo greitis pasikeistų tiek pat kiek ir 100 m aukštyje, tačiau procentine išraiška tai sudarytų didesnę dalį nei mažesniame aukštyje. Esant greitai plėtrai tai siektų 22,3 % Vidurio Lietuvoje ir 22,3 % pajūryje. Miestams plečiantis lėčiau toks vidutinio vėjo greičio sumažėjimas sudarytų 16,2 % abiejose vietovėse, o jei urbanizacijos lygis augtų įprastu tempu, tuomet vėjo greičio pokytis būtų tik 11 %.

Pastebėtina, kad ribinio 3 m/s vėjo greičio pasiekimas centrinėje dalyje didesniame aukštyje taip pat užtruktų šiek tiek ilgiau urbanizacijai vykstant įprastu greičiu. Tam prireiktų apie pusę amžiaus – maždaug 48 metų, kas yra beveik dvigubai daugiau nei 100 m aukštyje. Jei vis tik tempas būtų vidutinis – toks greitis būtų pasiektas per 19 metų. Vis tik urbanizacijai vystantis itin sparčiai, tai užtruktų viso labo 10 metų.



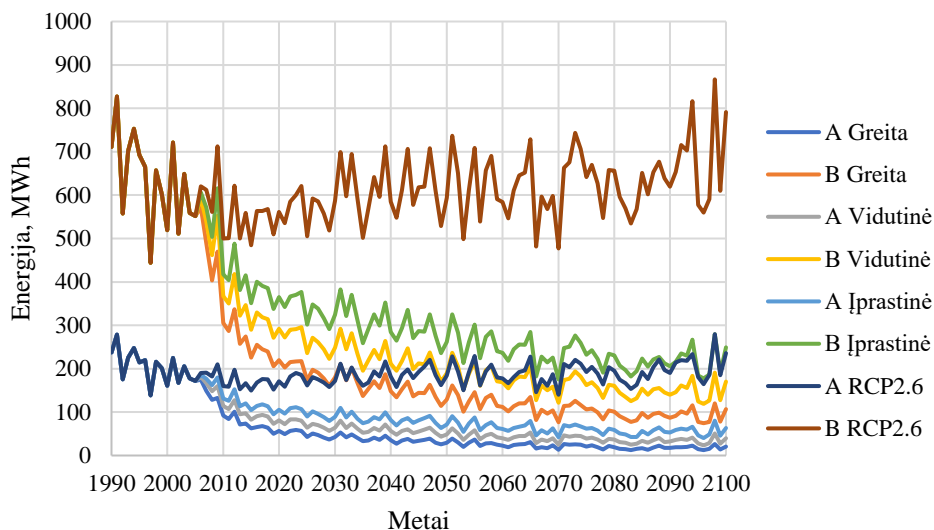
55 pav. Vėjingumas istoriniu periodu (1990–2020 m.) ir ateityje (iki 2100 m.) pagal RCP2.6 klimato kaitos scenarijų, įvertinus urbanizacijos įtaką, 150 m aukštyje centrinėje (A) šalies dalyje ir pajūryje (B)

Gana nedidelis vidutinio vėjo greičio pokytis lemtų didesnius energijos nuostolius. Šie nuostoliai abiejuose regionuose būtų maždaug 11 % didesni nei 100 m aukštyje. Greitos urbanizacijos atveju Vidurio Lietuvoje, kur turėtų būti pagaminama 3400 MWh naudojant jėgainę E-101, jie sudarytų 1944 MWh (57,2 %), o vakarų Lietuvoje, kurioje pagamintos elektros energijos kiekis siekia 11087 MWh, t. y. 5815 MWh (52,5 %) per 25 metus. Vidutiniu greičiu besivystant miestams atitinkamai būtų prarasta 1502 MWh (44,2 %) ir 4495 MWh (40,5 %), o įprastiniu greičiu – 1072 MWh (31,5 %) ir 3231 MWh (29,1 %).



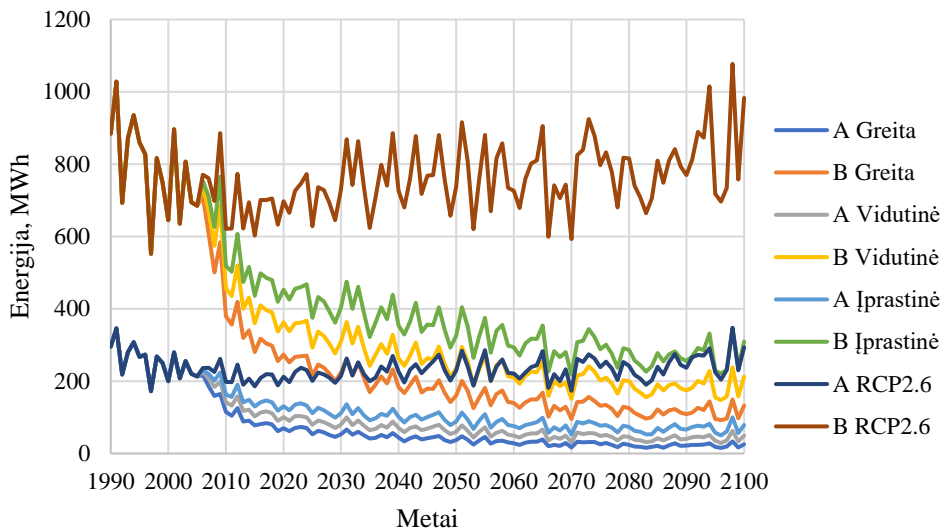
56 pav. Energijos gamyba naudojant jėgainę „Enercon E-101“, įvertinus urbanizacijos įtaką, istoriniu periodu (1990–2020 m.) ir ateityje (iki 2100 m.) pagal RCP2.6 klimato kaitos scenarijų 150 m aukštyje centrinėje (A) šalies dalyje ir pajūryje (B)

Didėjant jėgainei, didėja ir nuostoliai, tačiau taip pat didėja ir pagaminamos elektros kiekiai. Vidurio Lietuvoje, kur galėtų būti pagaminta 4331 MWh, naudojant jėgainę E-112, greitos plėtros atveju per jėgainės veikimo laikotarpį būtų pagaminta vos daugiau nei 40 % energijos, lyginant su energijos pagaminimu, jei vėjo greitis būtų nulemtas tik klimato kaitos. Urbanizacijos proceso sukelti praradimai siektų 2477 MWh. Analogiškai, pajūryje, kur veikiant tik klimato kaitai gamyba siektų 14124 MWh, būtų pagaminta apie 53 % elektros energijos mažiau – nuostolis sudarytų 7408 MWh. Vidutinės spartos urbanizacijos metu šie nuostoliai būtų mažesni ir siektų atitinkamai 1914 MWh ir 5727 MWh. Įprastinės miesto plėtros atveju tokie praradimai būtų beveik pusiau mažesni. Centrinėje šalies dalyje jie sudarytų 1365 MWh, o vakarinėje – 4115 MWh.



57 pav. Energijos gamyba naudojant jėgainę „Enercon E-112“, įvertinus urbanizacijos įtaką, istoriniu periodu (1990–2020 m.) ir ateityje (iki 2100 m.) pagal RCP2.6 klimato kaitos scenarijų 150 m aukštyje centrinėje (A) šalies dalyje ir pajūryje (B)

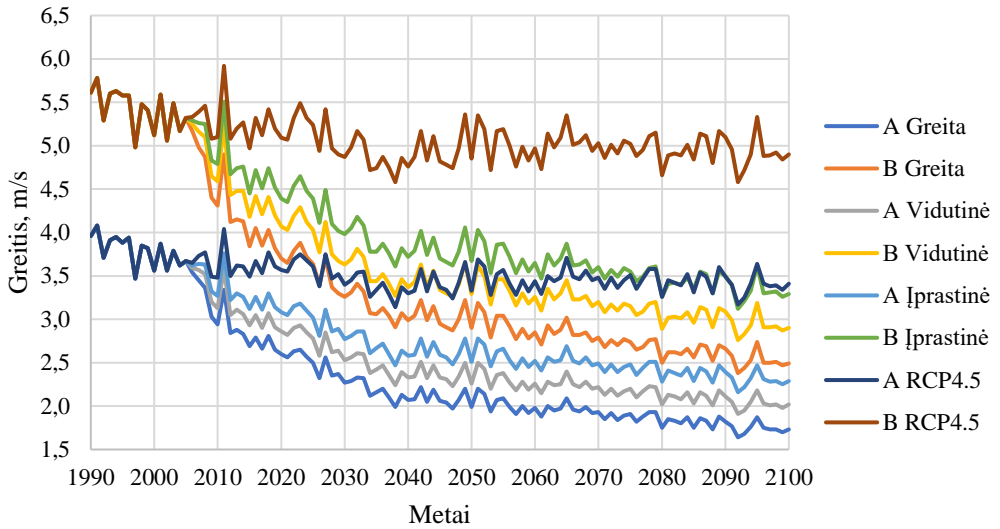
Kaip ir mažesniame aukštyje, didžiausios jėgainės nuostoliai taip pat būtų didžiausi. Naudojant jėgainę E-126 per 25 metų laikotarpį galėtų būti pagaminama 5384 MWh Vidurio Lietuvoje ir 17558 MWh Vakarų Lietuvoje. Centrinėje dalyje, kur vyrauja mažesnis vidutinis vėjo greitis, dėl greitos miesto plėtros būtų prarasta 3079 MWh, o pajūryje šis skaičius siektų 9209 MWh. Vidutinė miesto plėtra leistų šiuos nuostolius sumažinti beveik ketvirtadaliu – Lietuvos centre jie sudarytų 2379 MWh, o pajūryje – 7119 MWh. Dar mažesnės vystymosi spartos atveju nuostoliai būtų mažesni beveik pusiau – vidurio regione siektų 1697 MWh, vakarų regione – 5116 MWh.



58 pav. Energijos gamyba naudojant jėgainę „Enercon E-126“, įvertinus urbanizacijos įtaką, istoriniu periodu (1990–2020 m.) ir ateityje (iki 2100 m.) pagal RCP2.6 klimato kaitos scenarijų 150 m aukštyje centrinėje (A) šalies dalyje ir pajūryje (B)

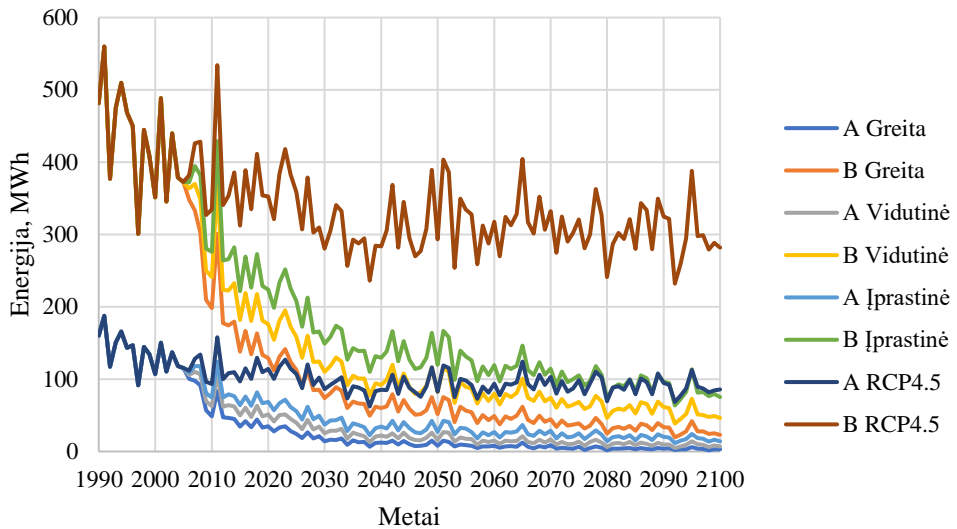
4.8.3. Vėjo greičio ir energijos gamybos analizė 100 m aukštyje pagal klimato kaitos scenarijų RCP4.5

Pagal Lietuvai nepalankiausią klimato kaitos scenarijų RCP4.5 vėjo greičio sumažėjimas būtų itin pastebimas. Tačiau centriniam regione vėjo greičio kritimas iki ribinio 3 m/s greičio greitos urbanizacijos atveju užtruktų panašiai kaip RCP2.6 scenarijaus atveju. Tam prireiktų 6 metų. Vidutinės urbanizacijos plėtros metu – 14 metų, o lėtos – taip pat 21 metų. Vėjo greičio pokytis taip pat būtų panašus. Pasirinktuose regionuose augant miestams vidutinis vėjo greitis per 25 metų laikotarpį sumažėtų nežymiai mažiau, lyginant su RCP2.6 scenarijumi šis skirtumas siektų tik 0,01–0,02 m/s.



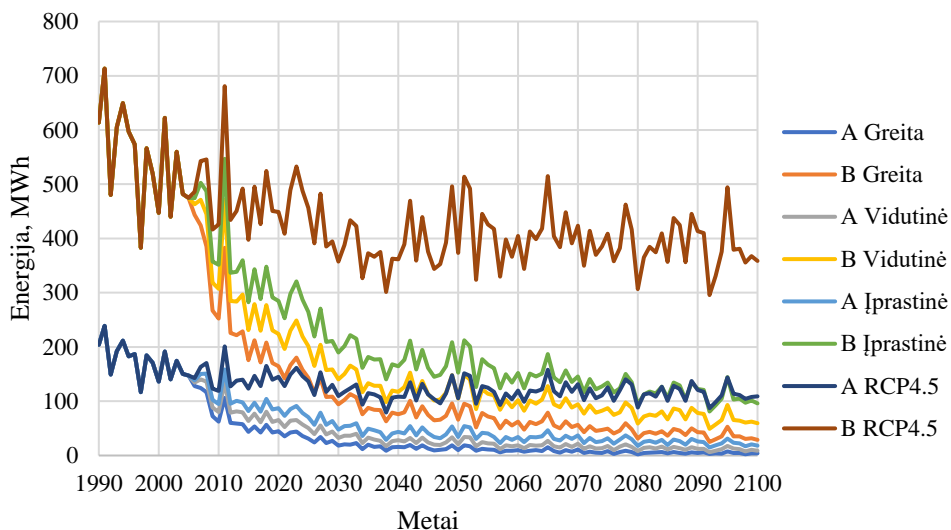
59 pav. Vėjingumas istoriniu periodu (1990–2020) ir ateityje (iki 2100 metų) pagal RCP4.5 klimato kaitos scenarijų, įvertinus urbanizacijos įtaką, 100 m aukštyje centrinėje (A) šalies dalyje ir pajūryje (B)

Vykstant tik klimato kaitai Vidurio Lietuvoje galėtų būti pagaminta 2761 MWh ir 9109 MWh vakarų Lietuvoje. Energijos gamyba dėl klimato kaitos ir miesto plėtros derinio naudojant jėgainę E-101 lyginant su RCP2.6 scenarijumi patirtų 4–6 % mažiau nuostolių. Centrinėje dalyje dėl greitos urbanizacijos būtų nepagaminama 1674 MWh (60,6 %) elektros energijos, dėl vidutinės – 1297 MWh (47 %), o esant įprastinei – 2737 MWh (33,9 %). Pajūryje atitinkamai tai būtų 4953 MWh, 3822 MWh ir 2737 MWh.



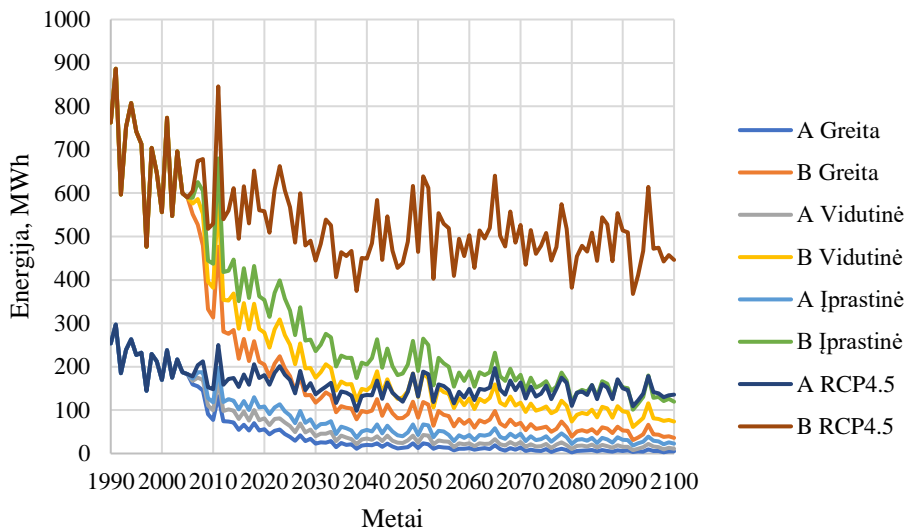
60 pav. Energijos gamyba naudojant jėgainę „Enercon E-101“, įvertinus urbanizacijos įtaką, istoriniu periodu (1990–2020 m.) ir ateityje (iki 2100 m.) pagal RCP4.5 klimato kaitos scenarijų 100 m aukštyje centrinėje (A) šalies dalyje ir pajūryje (B)

Vėjo jėgainė E-112 veikiant tik klimato kaitai per savo veikimo laikotarpį pagamintų 3517 MWh Vidurio Lietuvoje arba 11605 MWh pajūryje. Naudojant vidutinio dydžio jėgainės E-112 energijos praradimo nuostoliai būtų beveik trečdaliu (27 %) didesni nei naudojant jėgainę E-101, tačiau 4 % mažesni nei naudojant tokią pat jėgainę RCP2.6 scenarijaus atveju. Jėgainė E-112 Vidurio Lietuvoje gamintų 2132 MWh mažiau greitos urbanizacijos atveju, 1652 MWh mažiau, jei miestai plėstųsi lėčiau ir 1190 MWh mažiau, jei plėtra vyktų įprastu tempu. Vakarų Lietuvoje, kurioje vyrauja didesnis vėjo greitis, toks trūkumas atitinkamai sudarytų 6309 MWh, 4868 MWh ir 3487 MWh.



61 pav. Enerģijos gamyba naudojant jėgainę „Enercon E-112“, įvertinus urbanizacijos įtaką, istoriniu periodu (1990–2020 m.) ir ateityje (iki 2100 m.) pagal RCP4.5 klimato kaitos scenarijų 100 m aukštyje centrinėje (A) šalies dalyje ir pajūryje (B)

Lyginant su mažesnėmis jėgainėmis, didžiausia iš pasirinktų turėtų kur kas didesnes gamybos apimtis, kurios centriniam regione siektų 4372 MWh, o vakarų regione – 14426 MWh. Palyginus šią jėgainę su E-112, nuostoliai padidėtų apie 24 %, o su E-101 – 58 %. Tačiau E-126 nuostoliai dėl miestų plėtros RCP4.5 scenarijaus atveju taip pat yra mažesni nei RCP2.6 atveju. Vidurio Lietuvoje greitos plėtros atveju tai sudaro 2651 MWh per ketvirtį amžiaus, vidutinės – 1652 MWh ir įprastinės – 1480 MWh praradimų. Pajūryje šie praradimai atitinkamai siekia 7843 MWh, 6052 MWh ir 4335 MWh.

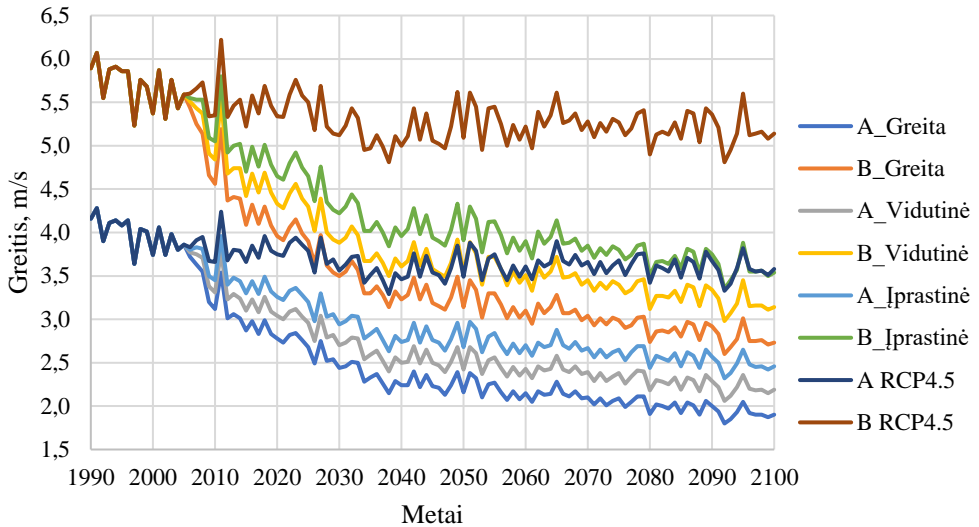


62 pav. Enerģijos gamyba naudojant jėgainę „Enercon E-126“, įvertinus urbanizacijos įtaką, istoriniu periodu (1990–2020 m.) ir ateityje (iki 2100 m.) pagal RCP4.5 klimato kaitos scenarijų 100 m aukštyje centrinėje (A) šalies dalyje ir pajūryje (B)

4.8.4. Vėjo greičio ir energijos gamybos analizė 150 m aukštyje pagal klimato kaitos scenarijų RCP4.5

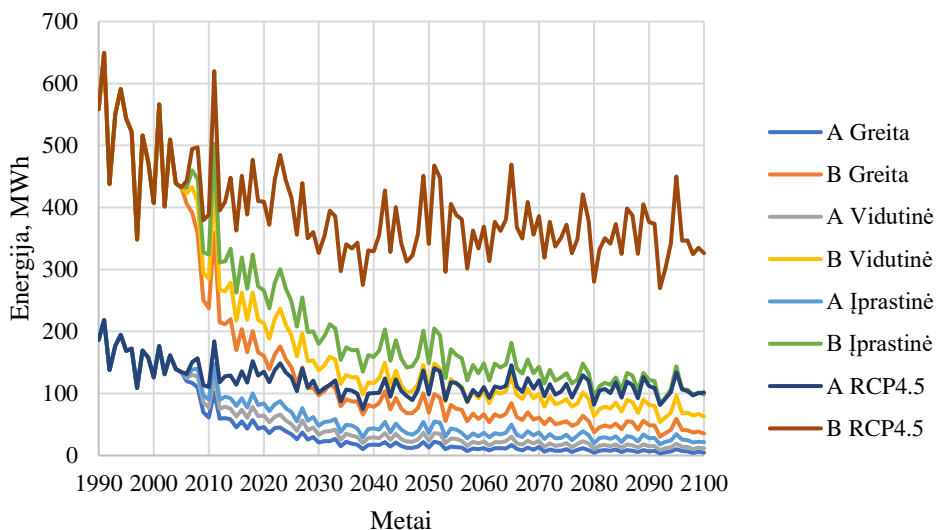
RCP4.5 klimato kaitos scenarijaus ir miestų augimo derinio atveju didesniame aukštyje vėjo greitis turės panašų poveikį vėjo energetikai kaip ir mažesniame. Vėjo greitis urbanizacinės plėtros pradžioje mažės kur kas sparčiau nei vėlesniais metais. Vidurio regione 3 m/s vėjo greitis, kurį pasiekus įsijungia ar išsijungia vėjo elektrinė, plėtrai vykstant įprastiniu greičiu būtų pasiektas per 24 metus, vidutiniu greičiu – per 16 metų, greitai – per 12 metų.

Vidutinio vėjo greičio pokyčiai per 25 metus būtų tokie pat kaip ir 100 m aukštyje, t. y. beveik sutaptų su RCP2.6 scenarijaus pokyčiais. Abiejuose regionuose vidutinis vėjo greitis greitos urbanizacijos atveju mažėtų 22 %, vidutinės 16 %, o lėtos – 11 %.



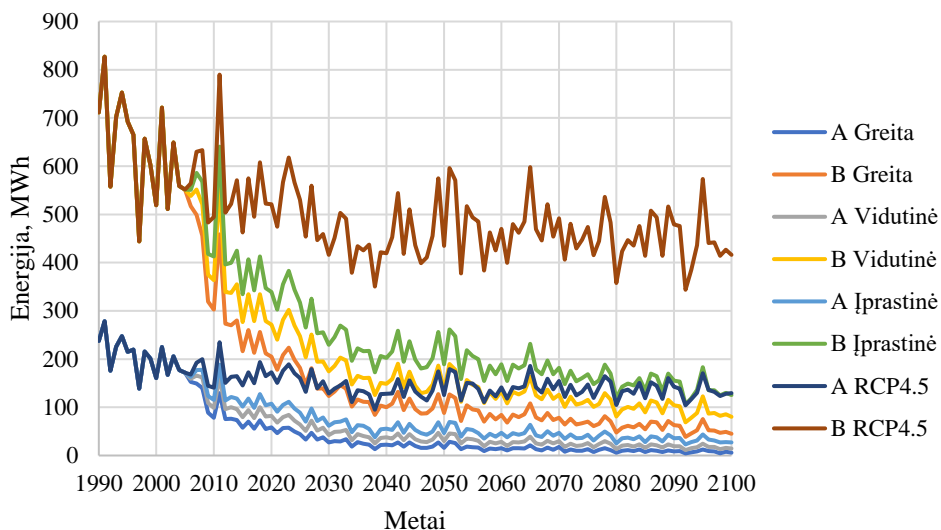
63 pav. Vėjingumas istoriniu periodu (1990–2020) ir ateityje (iki 2100 m.), pagal RCP4.5 klimato kaitos scenarijų, įvertinamus urbanizacijos įtaką, 150 m aukštyje centrinėje (A) šalies dalyje ir pajūryje (B)

Nors scenarijus RCP4.5 vėjo greičio pokyčių atžvilgiu ir yra blogiausias, tačiau šio scenarijaus atveju nuostoliai būtų mažesni nei RCP2.6 scenarijaus atveju, tačiau elektros energijos gamyba taip pat mažesnė. Čia veikiant tik klimato kaitai gamyba siektų 2761 MWh centrinėje šalies dalyje ir 9109 MWh pajūryje naudojant jėgainę E-101. Kaip ir mažesniame aukštyje, naudojant tokią pat jėgainę, RCP2.6 ir RCP4.5 scenarijų atvejais pastarojo metu energijos gamybos nuostoliai būtų 4–6 % mažesni. Dėl greitos plėtros Vidurio Lietuvoje ši jėgainė nepagamintų 1860 MWh, o vakarinėje šalies dalyje – 5503 MWh. Vidutinio greičio plėtra lemtų 1436 MWh praradimą centriniame regione, o Lietuvos pajūryje tai sudarytų 5394 MWh. Įprastinė urbanizacija reikštų, jog per ketvirtį amžiaus buvo nepagaminta 1308 MWh šalies centre ir 3858 MWh vakaruose.



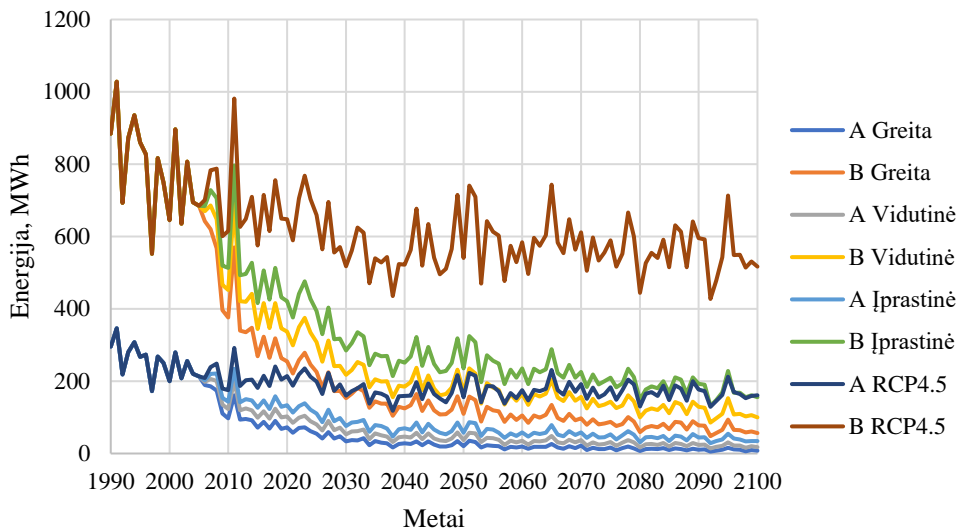
64 pav. Energijos gamyba naudojant jėgainę „Enercon E-101“, įvertinus urbanizacijos įtaką, istoriniu periodu (1990–2020 m.) ir ateityje (iki 2100 m.) pagal RCP4.5 klimato kaitos scenarijų 150 m aukštyje centrinėje (A) šalies dalyje ir pajūryje (B)

Didesniame aukštyje ir naudojant didesnę jėgainę patiriami nuostoliai, kaip ir elektros energijos gamyba, yra didesni. Šalies centrinėje dalyje jėgainė E-112, esant nepalankiausia klimato kaitos scenarijui ir greitai vietovės plėtrai, prarastų 2370 MWh, kai veikiant tik klimato kaitai galėtų būti pagaminta 4136 MWh, tačiau Lietuvos vakariniame regione esant tokioms pat sąlygoms nepagamintos elektros kiekis būtų 7011 MWh, o veikiant tik klimato kaitai būtų gaminama 13467 MWh. Vidutinio greičio miesto plėtra lemtų 1829 MWh centrinėje dalyje ir 5394 MWh pajūryje elektros energijos nepagaminiimą. Esant lėtai miestų plėtrai šie kiekiai atitinkamai sudarytų 1308 MWh ir 3858 MWh.



65 pav. Energijos gamyba naudojant jėgainę „Enercon E-112“, įvertinus urbanizacijos įtaką, istoriniu periodu (1990–2020 m.) ir ateityje (iki 2100 m.) pagal RCP4.5 klimato kaitos scenarijų 150 m aukštyje centrinėje (A) šalies dalyje ir pajūryje (B)

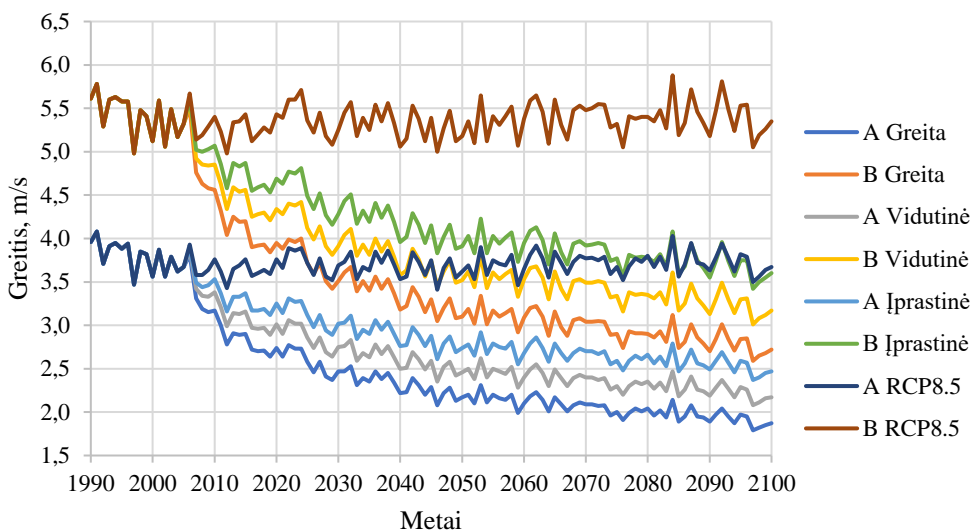
Jėgainė E-126, kuri yra viena didžiausių žemyninių jėgainių rinkoje, per visą eksploatavimo laikotarpį pagamintų 5141 MWh Vidurio Lietuvos regione ir 16740 MWh pajūryje. Tačiau nepagamintos energijos kiekis centrinėje šalies dalyje greitos urbanizacijos atveju sudarytų 2946 MWh, o vakarų regione – 8716 MWh. Jei miestai plėstųsi vidutiniu greičiu, tuomet ši jėgainė gamintų 1829 MWh mažiau centrinėje dalyje ir 5394 MWh mažiau pajūryje per tą patį laikotarpį.



66 pav. Enerģijos gamyba naudojant jėgainę „Enercon E-126“, įvertinus urbanizacijos įtaką, istoriniu periodu (1990–2020 m.) ir ateityje (iki 2100 m.) pagal RCP4.5 klimato kaitos scenarijų 150 m aukštyje centrinėje (A) šalies dalyje ir pajūryje (B)

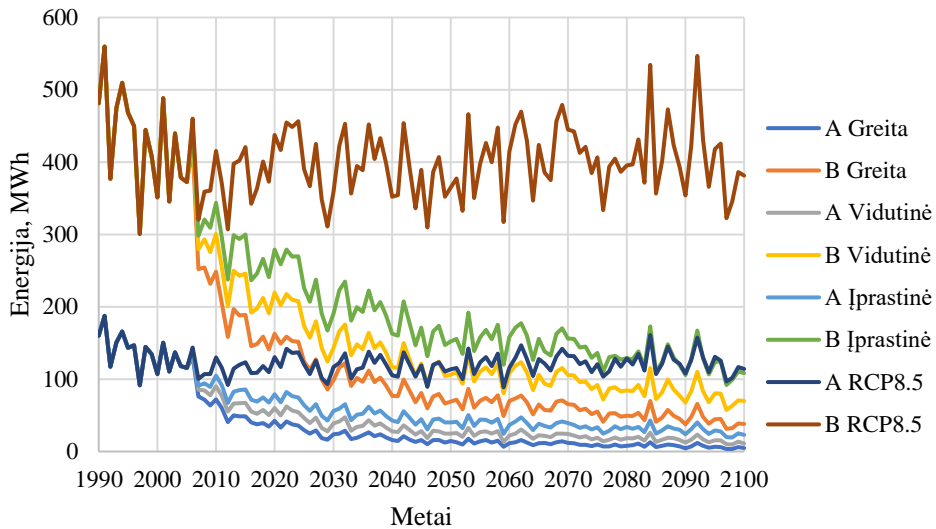
4.8.5. Vėjo greičio ir energijos gamybos analizė 100 m aukštyje pagal klimato kaitos scenarijų RCP8.5

Remiantis ankstesniais analizės rezultatais, klimato kaitos scenarijus RCP8.5 didelės įtakos Lietuvos klimatui nenumato. Šio scenarijaus atveju vėjo greitis išliktų panašus kaip ir istoriniu laikotarpiu. Tačiau kaip ir prieš tai minėti scenarijai, šio scenarijaus atveju didžiausią neigiamą įtaką vėjo greičiui turėtų urbanizacijos procesas. Vidurio Lietuvoje, kur vidutinis vėjo greitis yra vos daugiau nei 3,5 m/s, dėl įprastinių greičių vykstančios plėtos vidutinis 3 m/s vėjo greitis būtų pasiektas per 25 metus. Miestams plečiantis greičiau, tai įvyktų po 14 metų, o labai greitai – po 7 metų. Vykstant tik klimato kaitai, centrinėje šalies dalyje vidutinis vėjo greitis per 25 metų laikotarpį siektų 3,7 m/s, o pajūryje – 5,3 m/s. Dėl greitos urbanizacijos šis greitis sumažėtų 24 % ir atitinkamai siektų tik 2,8 m/s ir 4,1 m/s.



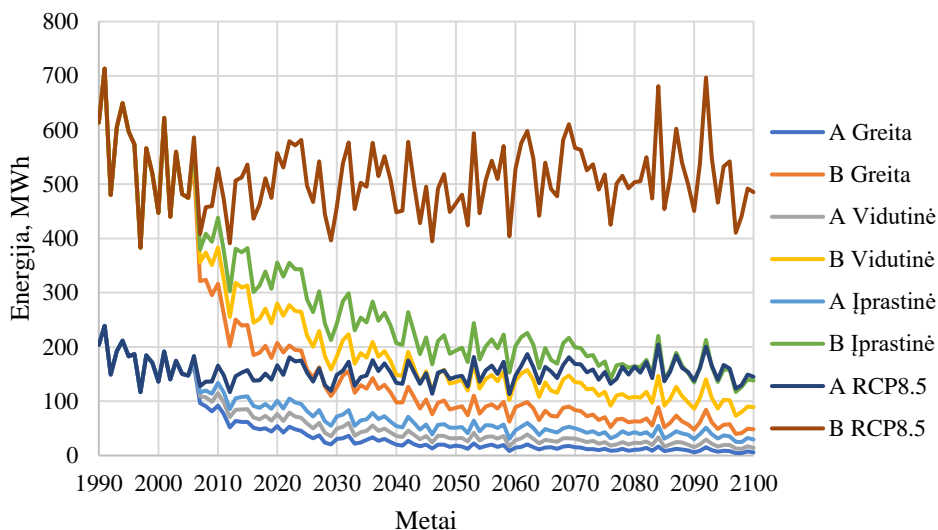
67 pav. Vėjingumas istoriniu periodu (1990–2020) ir ateityje (iki 2100 m.) pagal RCP8.5 klimato kaitos scenarijų, įvertinus urbanizacijos įtaką, 100 m aukštyje centrinėje (A) šalies dalyje ir pajūryje (B)

Anksčiau minėtas vėjo greičio sumažėjimas dėl miesto plėtros lemtų itin didelius elektros energijos gamybos nuostolius. Naudojant jėgaines E-101 (68 pav.), tokiomis sąlygomis centriniam šalies regione įprastinės plėtros sąlygomis būtų prarasta apie 34 % arba 996 MWh visos potencialiai įmanomos pagaminti energijos per jėgainės veikimo laikotarpį. Vykstant tik klimato kaitai, per tą patį laikotarpį būtų galima pagaminti 2926 MWh Vidurio Lietuvoje ir 9711 MWh pajūryje. Esant spartesnei arba vidutinio greičio plėtrai tai sudarytų iki 48 % arba 1389 MWh, o miestui plečiantis labai greitai – iki 61 % arba 1780 MWh. Lyginant su prarasta potencialiai galimos pagaminti jėgainės veikimo laikotarpiu elektros energijos dalimi, įprastinės plėtros atveju pajūris nukentėtų mažiau, tačiau kiekybinė išraiška rodo, jog tikrieji nuostoliai būtų apie 3 kartus didesni nei Lietuvos centre. Čia energijos gamybos nuostoliai įprastinės plėtros atveju būtų 31 % arba 2997 MWh, tačiau didėjant tempui nuostoliai taptų didesni ir siektų 43 % (4156 MWh), jei plėtra vyktų vidutiniu greičiu, arba 55 % (5348 MWh), jei būtų vykdoma sparti plėtra.



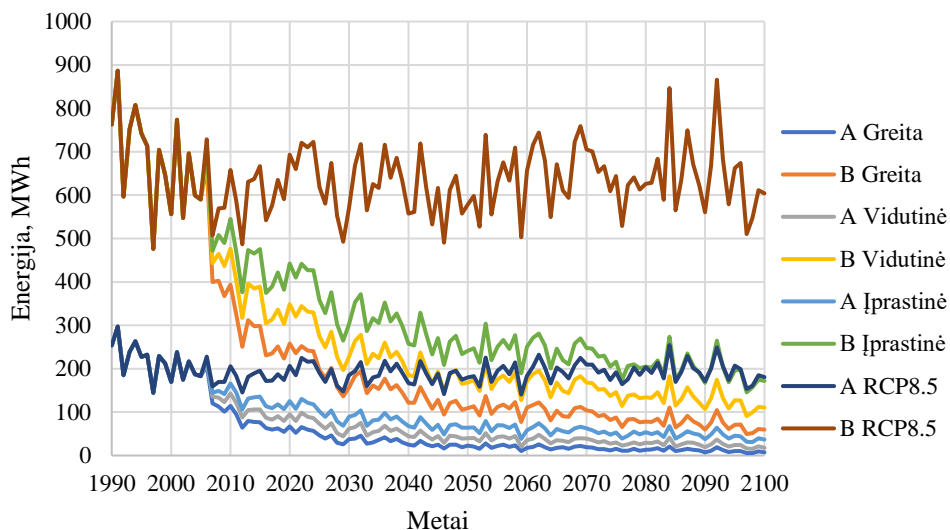
68 pav. Energijos gamyba naudojant jėgainę „Enercon E-101“, įvertinus urbanizacijos įtaką, istoriniu periodu (1990–2020 m.) ir ateityje (iki 2100 m.) pagal RCP8.5 klimato kaitos scenarijų 100 m aukštyje centrinėje (A) šalies dalyje ir pajūryje (B)

Didėjant jėgainei, didėja ir nuostoliai, tačiau taip pat didėja ir pagaminamos elektros kiekiai. Šalies centre, kur galėtų būti pagaminta 3727 MWh, naudojant jėgainę E-112, greitos plėtros atveju per jėgainės veikimo laikotarpį būtų pagaminta vos daugiau nei 40 % energijos, lyginant su energijos pagaminimu, jei vėjo greitis būtų nulmtas tik klimato kaitos. Urbanizacijos proceso sukelti praradimai siektų 2268 MWh. Analogiškai, vakariniame regione, kur veikiant tik klimato kaitai gamyba siektų 12372 MWh, būtų pagaminta apie 55 % elektros energijos mažiau – nuostolis sudarytų 6813 MWh. Vidutinės spartos urbanizacijos metu šie nuostoliai būtų mažesni ir atitinkamai siektų 1770 MWh ir 5295 MWh. Įprastinės miesto plėtros atveju tokie praradimai būtų beveik pusiau mažesni. Vidurio Lietuvoje jie sudarytų 1270 MWh, o vakarų – 3818 MWh.



69 pav. Enerģijos gamyba naudojant jėgainę „Enercon E-112“, įvertinus urbanizacijos įtaką, istoriniu periodu (1990–2020 m.) ir ateityje (iki 2100 m.) pagal RCP8.5 klimato kaitos scenarijų 100 m aukštyje centrinėje (A) šalies dalyje ir pajūryje (B)

Tiek mažesniame aukštyje, tiek esant skirtingiems klimato kaitos scenarijams, didžiausios jėgainės gamyba ir nuostoliai būtų didžiausi. Naudojant jėgainę E-126 per 25 metų laikotarpį galėtų būti pagaminama 4633 MWh centrinėje šalies dalyje ir 15379 MWh vakarų regione. Vidurio Lietuvoje, kur vyrauja mažesnis vidutinis vėjo greitis, dėl greitos miesto plėtros būtų prarasta 3079 MWh, o pajūryje šis nuostolis siektų 9209 MWh. Vidutinė miesto plėtra leistų šiuos nuostolius sumažinti beveik ketvirtadaliu – Lietuvos centre jie sudarytų 2379 MWh, o vakaruose – 7119 MWh. Dar mažesnės vystymosi spartos atveju nuostoliai būtų mažesni beveik pusiau – Vidurio Lietuvoje siektų 1697 MWh, pajūrio regione – 5116 MWh.

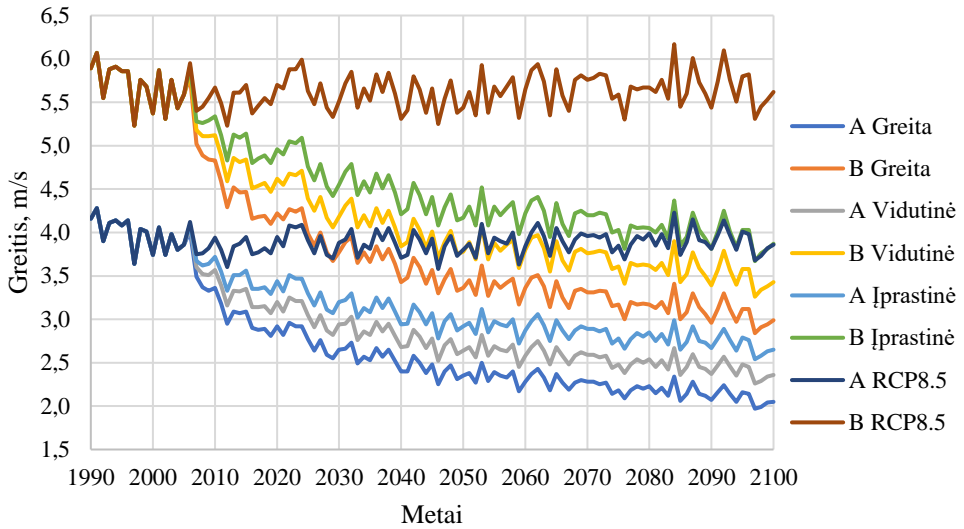


70 pav. Enerģijos gamyba naudojant jėgainę „Enercon E-126“, įvertinus urbanizacijos įtaką, istoriniu periodu (1990–2020 m.) ir ateityje (iki 2100 m.) pagal RCP8.5 klimato kaitos scenarijų 100 m aukštyje centrinėje (A) šalies dalyje ir pajūryje (B)

4.8.6. Vėjo greičio ir energijos gamybos analizė 150 m aukštyje pagal klimato kaitos scenarijų RCP8.5

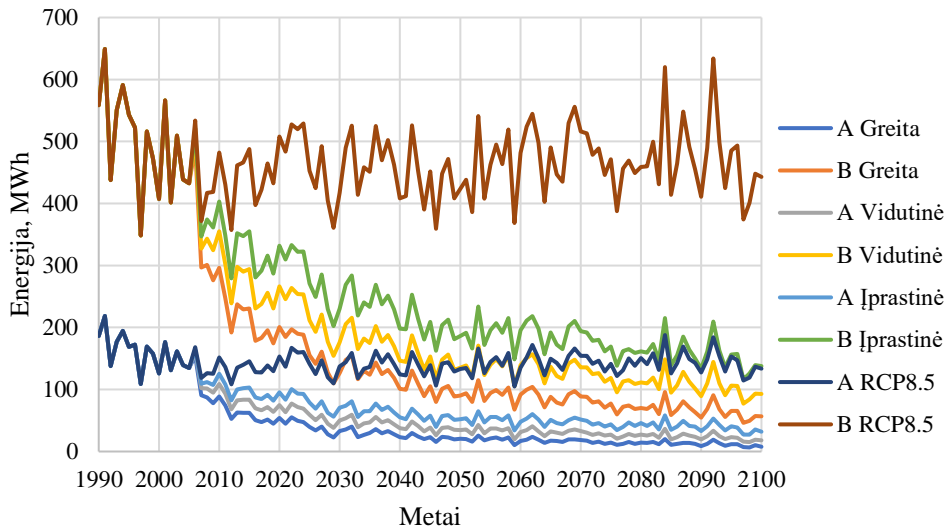
150 m aukštyje klimato kaitos scenarijus RCP8.5 neturės didelės įtakos vėjo greičio pokyčiams. Vėjo jėgainių veikimo laikotarpiu vykstant šiam scenarijui Vidurio Lietuvoje vidutinis vėjo greitis siektų 3,9 m/s, o vakarinėje dalyje – 5,6 m/s. Tačiau dėl greitos urbanizacijos jis atitinkamai nukristų iki 3 m/s ir 4,3 m/s. Tai sudarytų 78 % vidutinio vėjo greičio vykstant klimato kaitai. Įprastinė urbanizacija lemtų 11 % vėjo greičio praradimą.

Centrinėje Lietuvos dalyje ribinis 3 m/s vėjo greitis dėl greitos urbanizacijos būtų pasiektas per 13 metų, vykstant vidutinio greičio urbanizacijai – per 20 metų, o įprastai – per 42 metus.



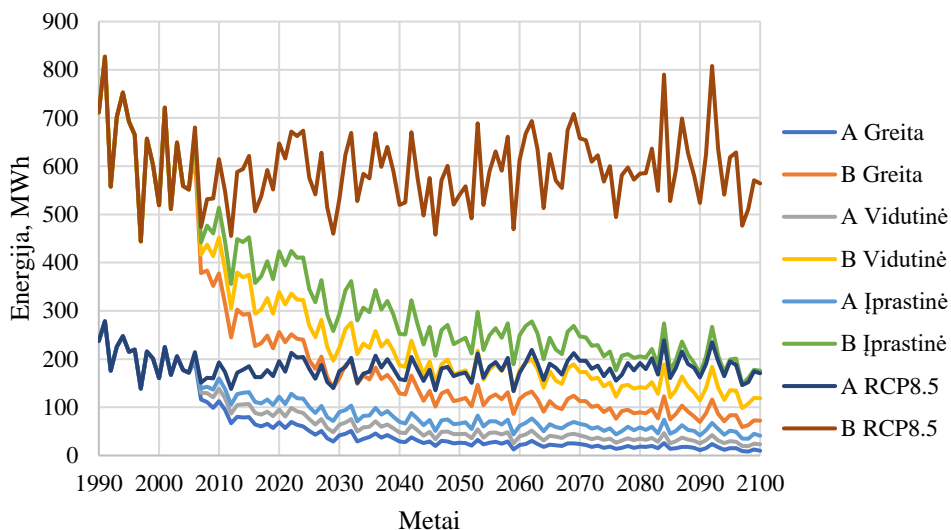
71 pav. Vėjingumas istoriniu periodu (1990–2020) ir ateityje (iki 2100 m.) pagal RCP8.5 klimato kaitos scenarijų, įvertinus urbanizacijos įtaką, 150 m aukštyje centrinėje (A) šalies dalyje ir pajūryje (B)

Jėgainės E-101 gaminama energija ir nuostoliai vykstant RCP8.5 scenarijui būtų didžiausi lyginant su tokia pat jėgaine ir RCP2.6 ar RCP4.5 scenarijais. Jei jėgainės aplinkoje nevyktų miestų plėtra, Lietuvos centre ši jėgainė galėtų pagaminti 3435 MWh, o pajūryje – 11265 MWh. Tačiau dėl galimo greito miesto plėtimosi būtų prarasta 3135 MWh arba 58 % visos galimos pagaminti energijos Vidurio Lietuvoje. Vakarinėje dalyje tai atitinkamai sudarytų 9429 MWh arba 53 %. Vykstant vidutinio greičio urbanizacijai Vidurio Lietuvoje nuostoliai siektų 44 % arba 2417 MWh, o pajūryje – 41 % arba 7304 MWh. Miestui užaugant per 200 metų, šalies viduryje nepagamintos elektros kiekis sudarytų 32 %. Tai siektų 1092 MWh. Pajūrio regione – 29 % arba 5246 MWh.



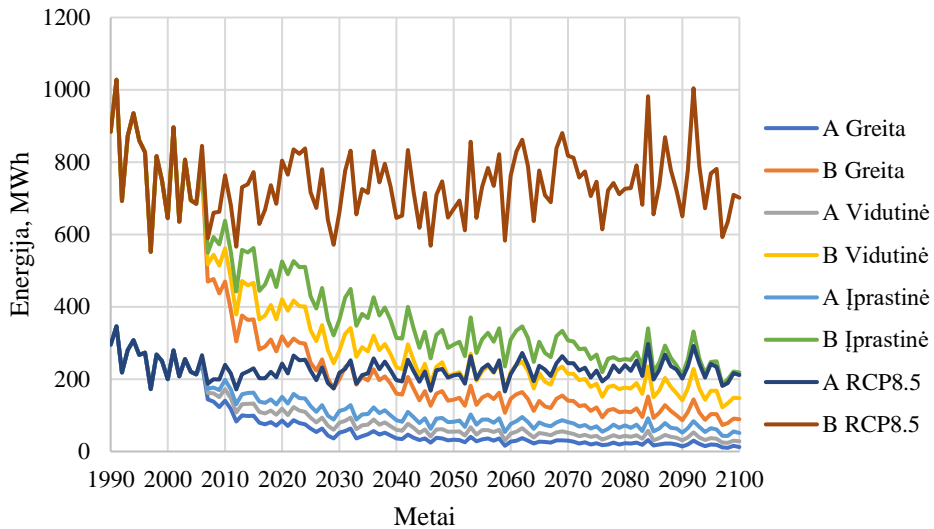
72 pav. Energijos gamyba naudojant jėgainę „Enercon E-101“, įvertinus urbanizacijos įtaką, istoriniu periodu (1990–2020 m.) ir ateityje (iki 2100 m.) pagal RCP8.5 klimato kaitos scenarijų 150 m aukštyje centrinėje (A) šalies dalyje ir pajūryje (B)

Per visą eksploatacijos laikotarpį vidutinio dydžio jėgainė E-112 centrinėje šalies dalyje pagamintų 4376 MWh. E-112 tipo elektrinė vakarų regione generuotų 3 kartus daugiau elektros energijos – 14351 MWh. Taip pat kaip ir mažesnės jėgainės atveju ši daugiausiai gamins ir turės didžiausius nuostolius lyginant su kitais scenarijais. Nepagamintas elektros energijos kiekis Vidurio Lietuvoje greitos urbanizacijos atveju būtų lygus 2522 MWh, o vakarų regione – 7586 MWh. Vykstant lėtesniam miesto augimui, tai sudarytų 1944 MWh praradimus centrinėje dalyje ir 5876 MWh pajūryje. Tačiau, jei urbanizacija vyktų lėtai, nuostoliai būtų beveik pusiau mažesni lyginant su greita plėtra. Centrinėje dalyje jie siektų 1392 MWh, vakarų regione – 4221 MWh.



73 pav. Energijos gamyba naudojant jėgainę „Enercon E-112“, įvertinus urbanizacijos įtaką, istoriniu periodu (1990–2020 m.) ir ateityje (iki 2100 m.) pagal RCP8.5 klimato kaitos scenarijų 150 m aukštyje centrinėje (A) šalies dalyje ir pajūryje (B)

Vykstant RCP8.5 scenarijui didžiausia jėgainė E-126 150 m aukštyje galėtų pagaminti 5440 MWh centrinėje šalies dalyje ir 17840 MWh vakarų regione. Tačiau jos nuostoliai taip pat būtų didžiausi, nors elektros energijos per 25 metų laikotarpį pagamintų daugiausiai lyginant su kitomis jėgainėmis ar scenarijais net ir greitos urbanizacijos atveju. Miestams augant greitai, tačiau naudojant jėgainę E-126, kuri būtų 150 m aukščio, Vidurio Lietuvoje būtų netenkama 3135 MWh, vakarų regione – 9429 MWh. Jei vis tik augimas vyktų lėtesniu tempu, tokie praradimai atitinkamai sudarytų 2417 MWh ir 7304 MWh. Įprastu greičiu augantis miestas išlieka palankiausias energetikos plėtrai. Naudojant šią jėgainę centriniam regione būtų prarasta 1730 MWh, o vakarinėje šalies dalyje – 5246 MWh.



74 pav. Energijos gamyba naudojant jėgainę „Enercon E-126“, įvertinus urbanizacijos įtaką, istoriniu periodu (1990–2020 m.) ir ateityje (iki 2100 m.) pagal RCP8.5 klimato kaitos scenarijų 150 m aukštyje centrinėje (A) šalies dalyje ir pajūryje (B)

4.9. Rezultatų apibendrinimas

Vėjo greičio tyrimai suintensyvėjo XX a. pabaigoje, kai Europoje pradėtos kurti vėjo jėgainės. Vienas iš labiausiai paplitusių apibendrinimų apie vėjo Baltijos jūros rytinės pakrantės stebėjimo duomenis yra pateiktas tyrime [23]. Stebėjimų duomenys dažniausiai buvo ir tebėra naudojami vėjo pagaminamai energijai apskaičiuoti planuojamuose įrengti vėjo jėgainių parkuose (pvz., WindPro [182]). Tarpvyriausybės klimato kaitos komisijos (TKKK) 5-ojoje vertinimo ataskaitoje (AR5), paskelbtoje 2013 m., pateiktos įvairių meteorologinių kintamųjų prognozės, įskaitant vėjo greitį iki 2100 m. [32]. Analizuojant prognozuojamą vėjo energiją 2021 m., 11 iš 13 greičio duomenų dažniausiai rodė didesnę ar mažesnę vėjo greičio padidėjimą Baltijos regione, ir ypač Šiaurės Europoje [183], [184]. Tuo tarpu monitoringo duomenų analizė atskleidė, kad bent jau Lietuvos teritorijoje vėjo greitis sumažės apie 0,3–0,6 m/s per dešimtmetį [185]. Dauguma naujausių vėjo greičio prognozių analizių remiasi duomenimis, gautais iš 5-osios TKKK ataskaitos (AR5) [32]. Prognozuojamo vėjo greičio tendencijos skiriasi. Kai kurie autoriai teigia, kad vėjo greitis Šiaurės Europoje, įskaitant Baltijos regioną, šiek tiek padidės [183], [23], [186], [187], [10], [188], [20], kiti nurodo, kad sumažės [189], [183], [188], o tretieji tyrejai mano, kad vėjo greitis smarkiai nesikeis [20]. Pavyzdžiui, [33] nustatyta, kad statistiškai reikšmingai padidėja vėjo energija virš Šiaurės Europos, kai temperatūra pasaulyje padidėja 1,5 C, o tai yra artima RCP4.5 scenarijui [186]. D. Carvalho ir kt. straipsnyje [183] padarė išvadą, kad vėjo energijos ištekliai bus mažesni, išskyrus Baltijos jūros regioną, kuriame galimas vėjo energijos padidėjimas. Šiame tyrime

nustatyta, kad pagal RCP4.5 scenarijų prognozuojamas vėjo greitis virš Lietuvos teritorijos sumažėjo visuose analizuotuose modeliuose. Tokia pati tendencija pastebima ir naujausiame tyrime [189], kuriame RCP4.5 scenarijaus atveju mėnesinis vėjo energijos tankio sumažėjimas virš pietinės Baltijos jūros regiono dalies artimoje, vidutinėje ir tolimoje ateityje yra apie 10 %. Prognozuojamo vėjo greičio Lietuvos teritorijoje analizė pagal tris modelius rodo, kad nepalankiausias vėjo energijos naudojimo scenarijus yra RCP4.5 scenarijus. Gautas vėjo greičio sumažėjimas yra daugiau nei 12 % ir yra vienas didžiausių, palyginti su kitų tyrimų duomenimis [12]. Ši išvada patvirtina kitus autorius, kurie teigia, kad pagal realiausią scenarijų vėjo greitis Rytų Europoje gali sumažėti labiausiai [183], [189], [35], [188]. Dėl šios priežasties vėjo elektrinės turėtų būti planuojamos ir projektuojamos atsargiai. Atsipirkimo laikotarpis bus ilgesnis, nei tikimasi planuojant [175], [190].

Dabartinis tyrimas rodo, kad geriausias regionas vėjo jėgainei Lietuvoje statyti yra pajūrio regionas, kuriame prognozuojamas vėjo greičio padidėjimas. Vėjo greičio pokyčiai patvirtina kitų autorių išvadas, kurie teigia, kad RCP4.5 scenarijus turės didžiausią neigiamą poveikį vėjo greičio pokyčiams Rytų Europoje [183]. Nors vėjo greičio sumažėjimas yra didžiausias pagal RCP4.5 scenarijų, švelniausias RCP2.6 scenarijus yra perspektyvus vėjo energijos gamybai, nes vėjo greitis pastebimai didėtų pakrantės zonoje. Vėjo sumažėjimas centriniame regione yra didžiausias pagal bet kurį vėjo greičio scenarijų ir atitinka stebėtus duomenis, gautus pagal Lietuvos hidrometeorologijos tarnybos (LHMT) [185]. Pavyzdžiui, prognozuojamas vėjo greitis centrinėje šalies dalyje nežymiai sumažės, o rytinėje šalies dalyje, sumažėjimas gali būti reikšmingas. Pagal bet kurį scenarijų pajūrio regione turėtų būti daromas stiprus teigiamas poveikis būsimai energijos gamybai. Šis regionas yra perspektyviausias vėjo jėgainių parko plėtrai. Šio tyrimo išvadų ir istorinių vėjo greičių palyginimas, pateiktas Lietuvos hidrometeorologijos tarnybos (LHMS), parodė, kad HadGEM2-ES modelis RCP4.5 scenarijui geriausiai prognozuoja vėjo greičio pokyčius ateityje [185].

Išsamių tyrimų, kaip pagal skirtingas vėjo greičio prognozes ir kintant urbanistinei aplinkai ateityje keisis vėjo greitis, šiuo metu nėra, tačiau remiantis atlikto tyrimo rezultatais yra pastebima stipri didėjančios urbanizacijos plėtros įtaka vėjo greičiui ir pagaminamai energijai. Vietovėse, kur urbanistinė plėtra vyks sparčiausiai, vėjo greitis energijos gamybai taps netinkamas jau per pirmus 5 metus. Tačiau jei urbanizacijos procesas bus lėtesnis, tai gali lemti itin didelius nepagamintos energijos kiekius, kurie siektų iki 70 %.

Rezultatų skyriuje pateikiama išsami 1990–2020 m. Lietuvos vėjo stebėjimo duomenų analizė, kuri rodo statistiškai reikšmingą vėjo greičio mažėjimą visame regione. Pajūrio zonoje vidutinis metinis vėjo greitis nuo 5,5 m/s laikotarpio pradžioje sumažėjo 0,12 m/s per dešimtmetį. Vidurio ir rytų Lietuvoje vėjas mažėjo atitinkamai 0,11 m/s per dešimtmetį ir 0,10 m/s per dešimtmetį. Naudojant sukurtą modelį apskaičiuotas tipinio 1 MW vėjo jėgainių parko energijos gamybos sumažėjimas per 25 metų laikotarpį yra 17,9 % pajūrio regione, 24,6 % – Vidurio Lietuvoje ir 27,1 % – Rytų Lietuvoje.

Ateities prognozėms atlikti buvo analizuojami septynių klimato modeliavimo laboratorijų kasdieniai vėjo greičio duomenys pagal TKKK RCP2.6, RCP4.5 ir RCP8.5 scenarijus nuo 2006 m. iki 2100 m. Kaip ir istoriniai duomenys, modeliai neparodė aiškios tendencijos, tačiau pagal RCP2.6 scenarijų prognozuojamas didesnis vėjo greitis, kuris amžiaus pabaigoje pasieks 1990 m. lygį. Didžiausias sumažėjimas prognozuojamas pagal RCP4.5 – iki 2100 m. centrinėje Lietuvoje jis sumažės 5,6 %, o pajūryje 100 m aukštyje – 7,7 %. Žymesnis sumažėjimas (16,7 %) numatomas 150 m aukštyje. Numatoma, kad pagal RCP8.5 vėjo greitis išliks toks pat kaip istorinio laikotarpio pabaigoje. Analizė taip pat rodo, kad sumažės vėjo energijai gaminti tinkamų dienų skaičius dėl didesnės urbanizacijos, dėl didesnės oro turbulencijos ir dėl klimato kaitos permainingų meteorologinių sąlygų. Padidinus bokšto aukštį nuo 100 m iki 150 m, dienų per metus, kai vėjo greitis yra netinkamas (<3 m/s arba >25 m/s), sumažėja maždaug 20 %.

Remiantis vėjo energetikos reguliavimo žemėlapiais ir RCP4.5 prognozėmis, 37 % Lietuvos teritorijos yra laikoma tinkama vėjo jėgainėms statyti. Potenciali turbinų gaminamos energijos gamyba šioje teritorijoje galėtų bent tris kartus viršyti Lietuvos metinį elektros energijos poreikį – 11 TWh.

Siekiant įvertinti vėjo energijos potencialą, taip pat atsižvelgiant į miesto aplinkos ypatumus ir klimato kaitą, buvo sukurtas vėjo jėgainių elektros energijos gamybos modelis. Modelis atskleidė didelį neigiamą miesto plėtros poveikį vėjo greičiui. Dėl lėtos miestų plėtros (per 200 m.) vėjo greitis sumažėja 15–19 %, dėl vidutinės plėtros (per 100 m.) – 19–22 %, o dėl sparčios plėtros (per 50 m.) – 22–24 %. Todėl patariama vengti statyti elektrines tose vietovėse, kuriose linkstama į miestų plėtrą. Toks bendras klimato kaitos ir miestų plėtros poveikis rodo, kad spartesnė urbanizacija didina neigiamą poveikį energijos gamybai. Per visą elektrinės eksploataavimo laikotarpį dėl šių veiksnių 28–58 % gali sumažėti potencialiai pagaminamos energijos. Spartus miestų augimas per 50 metų gali lemti 55,1–57,6 % energijos nuostolių Vidurio Lietuvoje ir 50,6–52,7 % pajūrio teritorijoje. Vidutinis augimas (per 100 m.) lemia atitinkamai 42,5–45,2 % ir 39,0–40,8 % nuostolius, o lėtas augimas (per 200 m.) – 30,4–32,4 % ir 28,0–29,3 % nuostolius. Tai rodo, kad urbanizacija labai sustiprina klimato kaitos poveikį vėjo energijos potencialui.

5. IŠVADOS

1. Išanalizavus Lietuvos teritorijos vėjo stebėjimų duomenis per 1990–2020 m. laikotarpį, nustatyta, kad vėjo greitis mažėja vidutiniškai 0,11 m/s per dekadą. Tai lemia nuo 18 % iki 27 % energijos nuostolius per vėjo jėgainės gyvavimo laikotarpį.
2. Vėjo energetikai nepalankaus RCP4.5 scenarijaus atveju vėjo greitis sumažėtų nuo 6 % iki 17 % priklausomai nuo vietovės ir jėgainės aukščio pasirinkimo. O palankaus RCP2.6 scenarijaus atveju vėjo greitis ir energijos potencialas amžiaus gale padidėtų ir pasiektų buvusį 1990 metais.
3. Nustatyta, kad pagal visus scenarijus dėl klimato kaitos vėjo energijos gamybai tinkamų dienų skaičius sumažėja maždaug 6 %. Parodyta, kad nevejingų dienų skaičių galima kompensuoti padidinus jėgainės bokšto aukštį.
4. Remiantis vėjo energijos reguliavimo žemėlapiu, rodančiu, jog vėjo energetikos plėtrai leidžiamas šalies plotas sudaro apie 37 % visos teritorijos, ir RCP4.5 scenarijaus duomenimis, buvo nustatyta, kad hipotetiškai Lietuvoje būtų galima pagaminti bent tris kartus daugiau energijos nei yra metinis (11 TWh) šalies poreikis.
5. Vertinant vėjo energijos gamybą didėjančio urbanizacijos laipsnio teritorijose, nustatytas statistiškai patikima ($p < 0,004$) neigiama urbanizacijos įtaka. Per pirmus penkerius metus nuo urbanizacijos pradžios būtų prarasta nuo 19 % iki 24 % pradinio vėjo greičio.
6. Dėl klimato kaitos ir didėjančio urbanizacijos lygio per vėjo jėgainės eksploatacijos laikotarpį būtų prarasta nuo 32 % iki 58 % galimos pagaminti energijos.

6. SUMMARY

ABBREVIATIONS

AEI	Renewable energy sources
ANOVA	Dispersion analysis
AR5	Assesment report 5
ATPLS	EU Emissions Trading Scheme
CFD	Computational fluid dynamics
ECDF	Empirical cumulative distribution function
ES	European Union
GIS	Geographical information systems
GLM	Generalised linear models
GSK	Population
GSOD	World Surface Day summaries
GW	Gigawatt
GWh	Gigawatthour
HAWT	Horizontal axis wind turbines
KN	Climatological normal
kW	Kilowatt
kWh	Kilowatt-hour
LHMT	Lithuanian Hydrometeorological Service
LIDAR	Laser imaging, detection and ranging
LR	Republic of Lithuania
MAE	Mean absolute error
MAPE	Mean absolute percentage error
MRWT	Multi-rotor wind turbines
MW	Megawatt
MWh	Megawatthour
NOAA	National Oceanic and Atmospheric Administration
PDF	Probability density function
PDW	Power density
ppm	Parts per million
R2	RCP2.6
R4	RCP4.5
R8	RCP8.5
RCP	Representative Concentration Pathways
RF	Reporting period
RSME	Mean square error

SODAR	Sound detection and range adjustment
GHG	Greenhouse gases
TI	Turbulence intensity
TJ	Terajoules
IPCC	Intergovernmental Panel on Climate Change
TW	Terawatt
TWh	Terawatthour
VAWT	Vertical axis wind turbines

NOTATIONS

a_i	projected annual change in wind speed, %
A_r	area of roughness element downwind, m^2
A_t	design area of the individual roughness element, m^2
c	Weibull function scaling parameter
C_p	power factor (as shown on the manufacturer's data sheet)
dn	duration of urbanisation in days
E	energy, J
$E(Y)$	expected forecast indicator and value
$ecdf_{mod}$	ecdf of model data
$ecdf_{obs-1}$	inverse ecdf of observed data
E_g	annual energy produced by the wind farm, J
g	communication function
H	Building height, m
h	average height of surrounding buildings, m
H_{max}	height of the tallest building in the environment, m
k	constant coefficient (dimensionless value)
n	Number of observations
nD	the distance between the power stations, measured in n power station diameters D
not	number of windless days
p	Weibull function shape parameter
P	generated power, w
R	radius of the fan, m
RF_o	average wind speed over the historical period, m/s
RF_p	Forecasted average wind speed over the reference period, m/s
TI	turbulence intensity, %.
u^*	friction speed, m/s
v	wind speed, m/s
$v_{corr,x}$	corrected model wind speed value on day x , m/s
v_i	expected annual wind speed, m/s
v_{kor}	adjusted wind speed, m/s

$v_{obs,vid}$	average observed wind speed, m/s
V_{prog}	predicted wind speed, m/s
$sight,sight$	average predicted wind speed, m/s
v_{Si}	projected annual average wind speed, m/s
V_v	average wind speed, m/s,
W	Weibull function
X	Forecast indicator
$X_{mod,x}$	raw model wind speed value on day x, m/s
Z	height from ground level, m
z_0	roughness length, m
z_{01}	length of roughness of the new urban environment, m
z_{0d}	daily change in z_{01} , m
z_{0p}	roughness length at the end of the urbanisation process, m
Z_d	height of zero-plane displacement, m
Z_r	the initial height at which the wind speed is known, m
α	wind shear exponent
β	parameter estimated using an iterative least squares algorithm
Γ	gamma function
η_1	coefficient of performance
η_2	the grid efficiency of the power plant
κ	von Karman constant (0,4)
ρ	air density, kg/m^3
σ	standard deviation

6.1. Introduction

Relevance of the research

The global community increasingly turns to wind energy to achieve energy independence and reduce its carbon footprint. The European Union and countries like Lithuania are stepping up their efforts to become climate neutral, as evidenced by the growing number of wind farms installed annually. Climate change research is essential to understand the likely changes in wind speed and energy production in the near future. However, despite these aspirations, there is still no comprehensive research on the availability of wind energy resources to meet the country's growing electricity needs. Next to these uncertainties, there is a lack of sufficient visual information, such as a wind atlas, based on current or future wind resources and relevant legal regulations, particularly depicting recent changes in legislation and restricted development zones.

The impact of climate change on future wind speeds or energy and the number of windless days remains ambiguous, further complicating the planning of a long-term energy strategy. A comprehensive analysis of wind dynamics, including projections of changes in wind energy potential due to ongoing environmental changes, is relevant for the effective planning of wind energy infrastructure in the long term.

Climate change research often favours the assessment of large-scale climate patterns and trends or extreme weather events, and therefore, windless days are not routinely analysed in scientific studies. Also, accurate modelling and projecting of wind patterns and windless days is a pressing problem. Research shows that this problem requires the analysis of sophisticated climate models and high-resolution data, but there is a lack of such data for large-scale, detailed climate forecast studies.

Data-driven scientific analysis shows that urban development tends to reduce wind speeds, but existing studies focus on completely non-urbanised or highly urbanised areas, i.e. cities. There is a notable paucity of research focusing on partially urbanised regions and areas undergoing significant changes in urbanisation levels, particularly concerning the impacts of climate change.

For several reasons, there is a lack of relevant scientific work that examines in depth and detail how climate change will affect wind speeds in a changing urban environment. Firstly, research on the interaction between climate change and the dynamics of the urban environment shows a lack of dynamic development-type analysis. Secondly, when investigating how climate change will affect wind speeds in this context, it is relevant not only to analyse current urbanisation conditions but also to project future dynamic changes caused by extensive urbanisation. Thirdly, this type of analysis is particularly relevant, but it is challenging to model development trajectories and to project how they will interact with the dynamics of climate change and their impact on wind energy production.

Aim of the doctoral dissertation

This Dissertation aims to assess the potential of wind resources in an extensive urban environment under a changing climate.

Objectives of the doctoral dissertation

1. To investigate the wind energy resources in the historical period in the territory of Lithuania and to estimate the amount of electricity produced and the change during the typical lifetime of a wind power plant.
2. To optimise and apply a bias correction algorithm to systematic wind speed data for climate change model projections and to estimate the potential for wind power generation in non-urbanised areas in this century.
3. To estimate the number of days suitable for wind power generation using a combined algorithm for the combined effects of climate change, urbanisation of the area and the technical parameters of the wind farm (height).
4. To investigate the maximum hypothetical wind energy potential across the entire territory of Lithuania as permitted by law and regulations.
5. To develop and parameterise a wind potential assessment model for areas with different levels of urbanisation under changing climate conditions.
6. To assess wind energy losses in areas undergoing dynamic changes in the level of urbanisation, at different urbanisation rates and concerning changes in windiness caused by climate change.

Scientific novelty

This research has significantly improved the scientific understanding of the potential of wind energy by providing a number of innovative solutions. Firstly, it develops an improved model to more accurately assess the historical variability of wind speeds across Lithuania, thus allowing the variations in electricity generation in different regions to be assessed over the lifetime of the wind turbines. Secondly, an algorithm for correcting systematic errors in wind speed data has been developed and optimised – a new approach that integrates analyses of climate change models to improve data accuracy. In addition, this study develops a new methodology for projecting the future wind power generation potential in areas with different urbanisation levels, taking into account the combined effects of climate change, expansive urbanisation and wind farm parameters. It also assesses suitable wind generation days under different urban environments and climate change conditions in order to understand the dynamics of wind energy deployment. By estimating the maximum possible installation area of wind farms and determining the hypothetical wind energy potential under different climate change scenarios, the study provides important insights for renewable energy policy making and strategic planning for wind energy development. The development of a wind potential assessment model and the parameterisation of areas with different levels of urbanisation under changing climatic conditions is a breakthrough in the field of wind energy research, contributing

to more informed decisions on wind energy investment and infrastructure development. The research provides new and significant perspectives, enriches the scientific understanding of wind energy potential assessment and highlights its importance in the context of sustainable energy transition.

Practical value

A new wind power generation model has been developed that can be used for environmental impact assessments and siting new wind farms. The model can be used to quantify the potential energy losses in the turbine environment due to anthropogenic climate change and the expanding urban environment. Timely assessment of potential losses can lead to important decisions, such as changes in legislation to restrict urban development in the vicinity of wind farms or the selection of sites for wind farms that are not expected to accommodate such development. In addition, a wind power generation model in extensive urban environments can be used to develop reliable energy policies and sustainable urban planning strategies to address the complex interactions between urban development, climate change and the potential of wind energy. The benefits of the study are significant, enrich the scientific discourse on the assessment of wind energy potential and underline its importance for sustainable energy transition efforts. Finally, when solving the problem with conventional programming tools or software packages such as Fortran, Mathematica or MATLAB, all the data processing operations require a lot of programming code development with different profiles, which is why the RStudio programming environment has been used in this thesis. Using Rstudio's specialised libraries for climate data, code has been developed that optimises all the data transformation operations required for wind data preparation and computation. The developed code is available in the free source code library GitHub.

Defended statements

1. Over the historical period, the amount of energy produced by wind turbines has decreased in all Lithuania regions.
2. The most favourable scenario for future wind energy potential is the climate change 'optimistic' RCP2.6, which shows an increase in wind speed at the end of the century, while the least favourable scenario is RCP4.5, which shows a steady decrease in wind speed.
3. Urbanised areas and a changing climate reduce the number of days suitable for wind power generation.
4. It has been estimated that wind energy development across Lithuania's territory, as permitted by laws and regulations, could generate more electricity than the country's current annual demand.
5. A wind power generation model considering different urban environments has shown that urban development in the power plant environment leads to a sharp (15–24%) reduction in wind speed within the first 5 years of urbanisation alone.

6. The negative impact of urbanisation and climate change on wind power generation is up to 40% higher than climate change alone.

Scientific approbation of dissertation

The material presented in this dissertation has been published in 2 articles in journals included in the Clarivate Analytics Web of Science Core Collection, 1 article in a journal included in the Scopus database, and papers have been prepared and presented at 4 international conferences.

Structure of the dissertation

The dissertation consists of an introduction, 6 chapters, conclusions and a list of references. The thesis consists of 172 pages, including 80 figures, 14 tables and 190 references.

6.2. Literature review

6.2.1. Overview of energy developments

Current electricity demand and generation trends reflect the accelerating transition to cleaner energy, driven by commitments to reduce GHG emissions and mitigate climate change. Renewable energy continues to grow in importance, and coal and other fossil fuels are under increasing scrutiny. Energy storage technologies, such as batteries, have become vital as they allow for better integration of intermittent renewables and contribute to the overall stability of electricity supply. In addition, the emergence of decentralised energy systems, smart grids and digital technologies has revolutionised the management of electricity supply and demand. These developments have enabled consumers to participate actively in the energy market, promoting energy efficiency and enabling the efficient integration of distributed renewable energy sources [14].

The European Union (EU) has seen a surge in electricity demand and production in recent years, with wind energy playing a key role. As of 2021, the EU's total electricity consumption amounted to around 2,800 terawatt hours (TWh) per year, with a steady increase compared to previous decades (Renewable Energy Statistics, 2021). By the end of 2020, the EU's total wind power capacity exceeded 220 gigawatts (GW) and accounted for around 15% of the EU's total electricity generation, making the EU the world's leading region in terms of wind power installations [20].

The EU's commitment to renewable energy, particularly wind energy, has been reinforced by ambitious targets. The Renewable Energy Directive sets a binding target for the EU to source at least 32% of its energy from renewable sources by 2030. In addition, the EU has set a target to increase offshore wind capacity to at least 60 GW by 2030, further boosting wind energy development in the region [21].

Lithuania's commitment to developing renewable energy and wind power aligns with its energy independence and GHG emission reduction targets. The country aims for renewable energy, including wind energy, to account for 45% of total energy consumption by 2030. This ambitious target underlines Lithuania's determination to achieve a sustainable, low-carbon energy future [29].

6.2.2. Wind speed forecasts

The Intergovernmental Panel on Climate Change (IPCC) plays an essential role in scientific assessments of climate change, including wind speed projections. By integrating data from climate models, observational data and scientific literature, the IPCC conducts detailed analyses to assess the state of the climate and provide insights into future climate scenarios [32].

In its assessment reports, the IPCC presents projected changes in wind speed based on different representative concentration pathways (RCPs) that reflect different GHG emission trajectories. These projections are based on sophisticated global

climate models considering the complex interactions between atmospheric dynamics, regional climate patterns and global climate change [33].

Wind speed projections are subject to uncertainties due to factors such as the resolution of climate models, the reflection of local characteristics and uncertainties in future emissions scenarios and the response of the climate system. The IPCC recognises these uncertainties and provides a range of projected changes in order to cover possible outcomes [33].

The projections produced by the IPCC are considered superior to other forecasting approaches because of their detailed assessments, global perspectives, multiple emissions scenarios, rigorous peer review process, regular updates based on new scientific knowledge and ability to reflect long-term global impacts. These factors contribute to the scientific credibility of the IPCC projections, making them the most appropriate choice for understanding changes in wind speeds with climate change.

Representative Concentration Pathways (RCPs) are scenarios used by the IPCC to represent different levels of GHG concentrations in the atmosphere. The three most widely considered RCPs are RCP2.6, RCP4.5 and RCP8.5 [33].

RCP2.6 is consistent with a low-emission scenario that aims to limit global warming to below 2°C above pre-industrial levels by the end of this century. It envisages GHG emissions peaking around 2020 and falling to around 490 parts per million (ppm) of carbon dioxide equivalent by 2100. RCP2.6 envisages ambitious mitigation efforts, a significant deployment of renewable energy sources and a significant adoption of climate policies [33].

RCP4.5 is an intermediate GHG emissions scenario. It assumes moderate mitigation efforts, with emissions peaking around 2040 and gradually declining thereafter. RCP4.5 projects atmospheric concentrations of carbon dioxide equivalent to reach around 540 ppm by 2100, with a temperature increase of around 2.4°C by the end of the century. This scenario calls for significant action to reduce emissions and to move towards cleaner energy systems [38].

RCP8.5 is the high GHG scenario. It assumes that GHG emissions will continue to increase throughout the 21st century unless significant mitigation measures are taken. RCP8.5 projects atmospheric carbon dioxide concentrations equivalent to exceeding 1370 ppm by 2100. This trend will lead to a significant increase in temperature, with global temperatures projected to warm by around 4.8°C by the end of the century. RCP8.5 highlights the urgent need for ambitious mitigation measures to avoid severe consequences [39].

It is important to note that these wind speed forecasts are subject to inherent uncertainties due to the complexity of climate models and the challenges associated with accurately predicting local wind patterns. Factors such as regional topography, land-use changes and atmospheric circulation patterns may also influence wind speed variations at specific locations.

6.2.3. Urbanisation

Urbanisation is the process of growth and development of cities and towns, involving an increase in the number of people living in urbanised areas and the expansion of urban areas. Different levels of urbanisation are commonly distinguished according to the speed and nature of the wind: rural areas, towns, suburbs, cities, metropolitan areas [76]. High turbulence wind speeds in urban areas are difficult to estimate.

Currently, the scientific literature does not provide any generalised way to assess the overall windiness of a city and to predict the potential wind energy production in a changing urban environment. It has been observed that the difference between predicted and actual wind speeds can be as high as 40% on average or 30-45% usually [110].

6.2.4. Regulating wind energy

With climate change and the relentless rise in sea levels and temperatures, there are global intentions and initiatives to mitigate this situation by reducing GHG emissions. One such agreement is the Paris Agreement on Climate Change [120].

Like other EU countries, Lithuania has a National Energy and Climate Action Plan for 2021-2030. The country has set one of the most ambitious targets in the EU, aiming for at least 45% RES in final energy consumption by 2030: 45% in the electricity and 90% in the heat sectors.

Although EU and Lithuanian laws encourage the development of RES, there are provisions where wind farms and other tall structures are prohibited. The Order “On Approval of the Map of the Territories of the Republic of Lithuania where the Design and Construction of Wind Power Plants (Tall Structures) may be Restricted” was signed in 2016 by the Commander of the Lithuanian Armed Forces.

6.2.5. Wind energy potential in Lithuania

Lithuania currently uses a variety of electricity sources, such as biofuels, solar, wind, gas and hydropower. Despite this, the country is well above the European Union average in terms of the energy dependence indicator, which shows how dependent a country is on imports. The indicator was 74.7% in 2018, while the EU average was 55.1%. Wind and hydropower account for the largest share of energy production. Wind energy production increased further in 2019 and 2020, reaching 5398 TJ and 5586 TJ, respectively. This indicates that in 2020, approximately 2.5% of the nation’s total energy demand was met exclusively through wind power [134].

According to the Lithuanian Wind Energy Association, the current (2021) installed capacity of wind power plants was 671 MW, generating 1356 TWh or 11.46% of final electricity consumption in Lithuania [134].

6.2.6. Wind parameterisation and methods

Wind parameterisation is essential for numerical atmospheric models to overcome the limitations imposed by grid resolution. In addition, parameterisation is necessary to reflect the effects of different surface features, such as mountains, on wind models. The wind shear exponent and the roughness length are both parameters used in wind modelling, but they reflect different aspects of wind flow [110]. The wind shear exponent describes how wind speed changes with height. It is defined as the natural logarithm of the wind speed at two different heights and the ratio of the height difference between these two points. The roughness length describes the roughness of the terrain over which the wind flows. It is the height at which the average wind speed becomes zero due to the resistance of the ground surface. The roughness length is usually determined by measuring the height of various surface features, such as vegetation, buildings or other obstacles, and calculating their roughness using empirical or theoretical models.

Bias correction methods are essential to ensure the accuracy of wind speed estimates, which are crucial in a wide range of sectors, including renewable energy and atmospheric modelling. Wind speed measurements are often subject to systematic and random biases due to sensor limitations, site-specific conditions and data collection subtleties. Bias correction methods can be divided into empirical and physical methods, each tailored to address the causes of specific deviations [142].

The Weibull distribution density function is one of the most commonly used functions for statistical modelling of wind speed distributions. This distribution is used to describe the probability distribution of wind speeds at a given location over a given period. The Weibull distribution is defined by two parameters: a shape parameter (k) and a scaling parameter (c). The shape parameter k determines the shape of the distribution and is very important in describing the variability of wind speed [148].

If wind turbines were constructed in “grids”, the efficiency of the wind farm would vary based on the grid’s size and the spacing between the turbines.

6.2.7. Software used for calculations and modelling

RStudio is a software tool widely used in the wind energy industry for wind data analysis and visualisation. It offers a range of capabilities that can benefit anyone working with wind energy data. One of the primary uses of RStudio in the wind energy industry is data analysis [160].

QGIS is a free, open-source geographic information system (GIS) software that can be used in the wind energy industry to manage and analyse geographic data related to wind resources. The software has been designed and used for mapping.

6.3. Methodology

6.3.1. Wind speed data

The wind speed data were obtained from the National Oceanic and Atmospheric Administration (NOAA), which maintains the Global Surface Summary of the Day (GSOD) dataset containing information such as temperature, precipitation, wind speed and gusts and atmospheric pressure [172]. In Lithuania, climatological normal (CN) data are available from 22 stations. The historical dataset consists of about 240,000 individual daily average wind speed measurements.

Climatological projections are essential for understanding the potential impacts of climate change in the future [173]. The main scenarios used in this thesis are RCP2.6, RCP4.5 and RCP8.5. They provide important insights into the potential risks and challenges communities, businesses and governments will face in the upcoming decades and centuries. In this study, seven different climate models were used to simulate future climate scenarios. The models used in the study were MPI-ESM-LR (Max Planck Institute for Meteorology Earth System), HadGem2-ES (Hadley Centre for the Global Environment Model) and IPSL-CM5A-MR (Pierre Simon Laplace Institute). In addition to these models, the CNRM-CM3 (National Centre for Meteorological Research), CSIRO-MK3 (Commonwealth Scientific and Industrial Research Organisation), CanESM2 (Canadian Centre for Climate Modelling and Analysis), and MIROC-ESM (Marine Earth Science Agency of Japan) are also included. The dataset for the forecast period consists of about 5,300,000 individual daily mean wind speed values.

6.3.2. Wind speed data extraction

Climate change data are usually presented in the non-standard NetCDF (Network Common Data Form) format designed to store multidimensional scientific data (variables) such as temperature, humidity, pressure, wind speed and direction. The data are usually stored in several files, usually available up to 2100 in 10-year intervals. Such data are usually extracted into conventional data tables describing the locations, date and/or time and variable. The latter data table is usually saved as a CSV or text data file. RStudio software, which includes the *cmsaf* library of functions, is required to do this. This library is used to prepare, analyse and visualise the climatic data presented in the NetCDF format mentioned above. Firstly, a data file in CSV format is created containing the desired coordinates of the weather stations. Then, using the *box_mergetime* function, all NetCDF data files belonging to the same model are merged into one, leaving only the selected area described by the coordinates.

6.3.3. Mapping

The selection of the sites to be analysed requires some maps in order to more objectively select suitable locations in the country where wind farms could be developed.

The first assessment in the country was of the urban environment around meteorological stations. These stations and their environments were assigned roughness classes. For instance, large cities such as Vilnius, Kaunas and Klaipėda were assigned roughness class 4, smaller cities 3, and rural areas 1 to 2, depending on their built-up area. Based on this list, a map of the roughness or urban environment is drawn up. As the urban stations are only located in certain areas, it is impossible to assess the intermediate areas between the stations; thus, a downscaling has been carried out in the QGIS work environment. The downscaling was carried out using generalised linear models (GLM). GLMs are an extended version of traditional linear regression [178].

The second map, which reflects the prohibited zones, was drawn based on the order of the Commander of the Lithuanian Armed Forces and other prohibited zones for wind energy development described in previous sections. The maps presented in the chapter mentioned above and the maps with protected areas available on geoportal.lt were used for this purpose. These maps were layered in QGIS and used to draw a map of the permitted areas.

The third map shows the windless days. Windless or unsuitable days for wind power generation are defined as those days where the average wind speed on that day is less than 3 m/s or more than 25 m/s. This range is chosen because wind turbines usually start operating when the wind is below 3 m/s and switch off at more than 25 m/s. The number of unsuitable days is calculated for two heights, 100 m and 150 m, and the map shows the average of the 30-year period for both heights.

6.3.4. Bias correction

Climate models often contain systematic biases or errors in their modelling of current or historical climate conditions, which can be transferred to projections of future climate conditions. Bias correction is usually required because significant errors are found when comparing historical and projected wind speed data.

6.3.5. Statistical reliability of wind speed data

When assessing the statistical reliability of wind speed projections against historical wind speed data, a number of important steps are taken to ensure the accuracy and reliability of projections. The validation of forecasts against historical data is an essential aspect of applying statistical tests to determine the degree of agreement between projected and observed wind speeds. In addition, a rigorous bias and error analysis is performed to identify any discrepancies in the projections, and uncertainties are quantified using statistical methods such as correlation coefficients, root mean square error (RMSE), mean absolute error (MAE), etc. The analysis of these statistical indicators allows the selection of appropriate climate change models and the rejection of those with too large errors or too low significance levels [143], [179].

6.3.6. Wind speed

The rate at which cities grow can vary widely, but in most cases, a city takes between 50 and 200 years to grow. Therefore, in order to correctly estimate wind speeds in a changing urban environment, the first step is to correctly calculate how the roughness length changes per day. The changing urban environment will also affect wind turbulence, so the adjusted wind speed is calculated, taking into account the intensity of turbulence. The wind speed at the desired height in a changing urban environment, considering the turbulence intensity of such an environment, is calculated according to the equation:

$$v(Z) = v(Z_r) \cdot \left(\frac{\ln\left(\frac{Z}{z_0 + n \cdot z_{0d}}\right)}{\ln\left(\frac{Z_r}{z_0}\right)} \right) \cdot \left(1 + \frac{k}{\ln\left(\frac{Z}{z_0 + n \cdot z_{0d}}\right)} \right) \quad (34)$$

here v_r – known wind speed at known height Z_r , m/s,
 n – number of days since the start of the urbanisation,
 Z – new height, m,
 z_0 – initial roughness length, m,
 z_{0d} – a daily variation of roughness length, m.

Note that these equations only correctly calculate wind speed up to a turbulence intensity of 0.15 or until the environment reaches roughness class 3. For rapid urbanisation, this occurs 21 years after the start of urbanisation; for moderately rapid urbanisation, it takes 43 years and for slow urbanisation 87 years. Once one of these thresholds has been reached, the calculated wind speed is estimated with a 40% error.

In this study, 3 different intensities of urbanisation are used: slow – when a city grows in 200 years; medium – when a city grows in 100 years; rapid – when a city grows in 50 years.

The annual wind energy generated in wind farms can be calculated using the equation:

$$E = \sum_{i=1}^{8760} \eta_1 C_p 0,5 \rho \pi R^2 v^3 \cdot nD \cdot n \quad (35)$$

here E – energy, J,
 η_1 – coefficient of performance,
 C_p – coefficient of power (given in the manufacturer's data sheet),
dimensionless,
 ρ – air density, in this study, 1.225 kg/m³,
 R – radius of the wind turbine, m,
 v – wind speed, m/s,
 nD – efficiency of the park,

n – number of plants in the grid.

6.4. Results

6.4.1. Statistical reliability of data

Of the seven RCP models, including CAN, CNRM, CSIRO, HAD, IPSL, MIROC and MPI, the MPI model had the lowest RSME, MAPE and MAE values. Based on these indicators, the MPI model's projections are considered to be more accurate than the other RCP models. On the other hand, the MIROC model had the worst RSME, MAPE and MAE values, indicating a lower level of accuracy in projecting future climate scenarios. The MPI model showed statistical significance in projecting future climate scenarios, as indicated by p-values of 0.0098, 0.0032 and 0.0054 for the RCP2.6, RCP4.5 and RCP8.5 scenarios, respectively.

6.4.2. Roughness classes and prohibited zones in Lithuania

The roughness class is a crucial parameter for wind energy assessment, describing terrain surface roughness that impacts wind speed and direction. In Lithuania, roughness class varies significantly across regions due to topographical and vegetative differences. Urban areas like Vilnius, Kaunas, and Klaipėda exhibit the highest roughness class (Class 4) due to tall structures, whereas the central part has the lowest (0 to 1) due to flat terrain and sparse vegetation. Coastal and eastern regions also show low roughness (marked in blue and green), though with more vegetation cover (30 pav.). These regional variations directly influence wind power generation, with higher roughness leading to more turbulence and lower speeds, and lower roughness leading to smoother, higher speeds, impacting wind farm efficiency. Understanding regional roughness is essential for identifying suitable wind energy project locations. A roughness map classifies surface textures using interpolation to estimate intermediate roughness values. This high-resolution map details surface classification and its impact on wind flow, aiding in assessing wind speed changes across different environments. Such mapping facilitates accurate modelling and analysis for a wind energy assessment.

The specific sites were selected following an assessment that took into account not only the favourable characteristics of low roughness coefficient and minimum number of windless days but also the possibility of a comparative analysis of the windiness of the two different regions, Central Lithuania (A) and the coastal area (B).

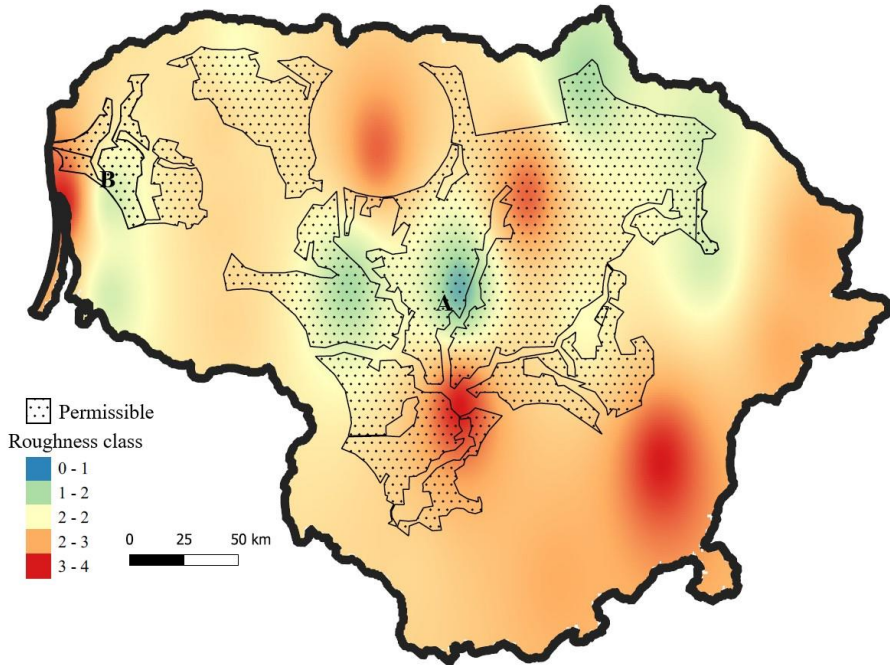


Fig. 75. Roughness classes in Lithuania and permissible areas in Lithuania, marked on the map with the letters A and B – the central part of the country and the coastal region, respectively.

6.4.3. Unsuitable wind speeds

The analysis revealed significant regional disparities in the number of days unsuitable for wind energy production in Lithuania. The coastal and western regions experienced the fewest unsuitable days, averaging around 27 days annually due to their stable maritime climate. Conversely, the inland central region faced substantially more unsuitable days, averaging 90 per year due to more significant wind speed variability. The eastern region encountered the highest number of unsuitable days, averaging 157 annually, attributed to its continental climate with calm winds. At heights of 100 m and 150 m, there are notable differences in windless day frequency. In the coastal region, at 100 m height, the average ranged from 20 to 56 days annually; in the central region, it ranged from 36 to 74 days. At 150 m height, the frequency decreased to 16 to 48 days in the coastal region and 29 to 62 days in the central region. This signifies a decrease of approximately 15 to 20 % in windless days with a 50-meter height increase.

Historical data shows more windless days at 100 m and 150 m heights in central and western Lithuania, likely due to climate change. In future scenarios, RCP2.6 (R2) and RCP8.5 (R8) project a stable number of windless days, with RCP2.6 projecting a

decrease by the end of the century. RCP4.5 (R4) projects above-average number of windless days for coastal and central areas. Despite variations, all scenarios suggest fewer windless days compared to historical trends.

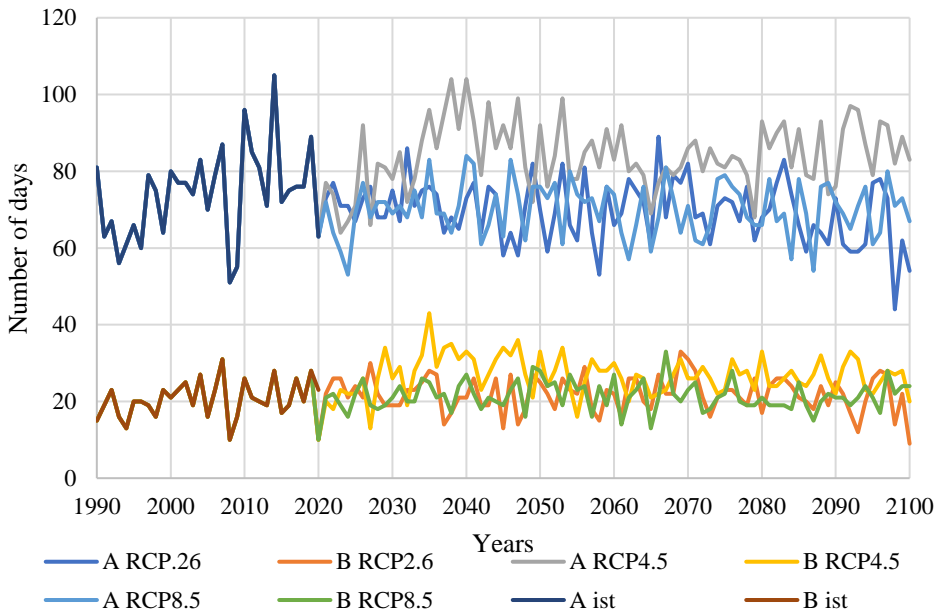


Fig. 76. Number of days per year with wind speeds <3 m/s or >25 m/s at 100 m height in the central (A) and coastal (B) parts of the country

6.4.4. Average wind speed

In central Lithuania, wind speeds at 100 m decreased from 4.0 m/s to 3.6 m/s over 30 years, a 10% drop. Favourable climate scenario RCP2.6 suggests a return to initial speeds by the end of the century, mainly in the last decade. RCP8.5 shows stable speeds akin to historical averages, while RCP4.5 predicts a potential drop to 3.4 m/s, a 5.6% decrease.

At 150 m, initial speeds in the central region were about 4.2 m/s, dropping to 3.8 m/s, a 9.5% reduction. RCP8.5 projects steady speeds, while RCP4.5 anticipates a significant decrease to around 0.7 m/s, a 16.7% drop. RCP2.6 projects a gradual increase to 4.3 m/s by the end of the century.

In the coastal region, 100 m speeds decreased from 5.5 m/s to 5.2 m/s over 30 years, a 5.5% decline. RCP2.6 suggests a return to initial speeds, potentially reaching 5.8-6.0 m/s by the end of the century. RCP8.5 shows no change, whereas RCP4.5 indicates a possible drop to 4.8 m/s, a 7.7% decrease.

In the western region, 150 m speeds were about 5.8 m/s initially, dropping to 5.4 m/s, a 6.9% decrease. RCP8.5 projects stable speeds, while RCP4.5 suggests a

decrease to around 5.1 m/s. RCP2.6 anticipates an increase to 6 m/s by the end of the century.

Overall, RCP4.5 aligns most with historical trends in wind energy development for Lithuania.

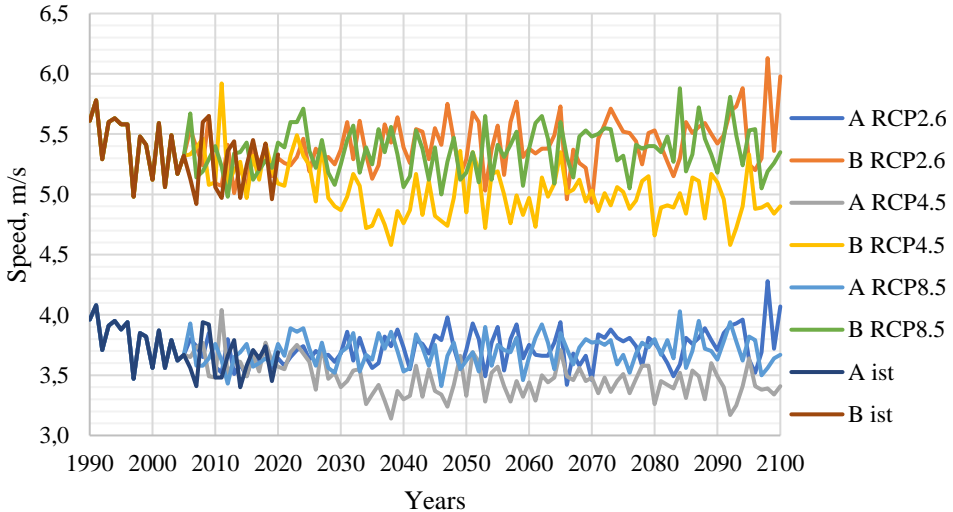


Fig. 77. Historical (1990–2020) and future (up to 2100) windiness under three climate change scenarios (RCP2.6, RCP4.5 and RCP8.5) at the height of 100 m in the central part of the country (A) and the coastal area (B)

6.4.5. Wind farm energy

An 8-diameter (8D) spacing between turbines was selected for wind farm energy analysis, and it was recommended to minimise their impact when space permits. The array size chosen was 4×4, accommodating 16 turbines, with a generation period from 2030 to 2055, aligning with the recommended 25-year lifetime.

Energy production varies significantly based on region, turbine type, and climate scenario. RCP2.6 is the most favourable, and RCP4.5 is the least favourable. Energy production can vary by 6.4% to 7.4%, corresponding to 3 TWh to 21 TWh over the lifetime.

For instance, the Enercon E-101 turbine in the central region could produce 34–47 TWh at 100 m height or 40–55 TWh at 150 m, a potential increase of up to 17.6%. In a windier area like the seaside, the increase would be smaller. In the western region, energy production could increase by up to 16.4%, from 116–157 TWh to 135–182 TWh over 25 years.

Choosing more powerful turbines like the Enercon E-112 could boost energy production by 26.5–27.5% at 100 m height and 27.5–29.1% at 150 m compared to the E-101, under any climate scenario.

In central Lithuania, an E-126 turbine at 100 m height could generate up to 75 TWh over 25 years and up to 249 TWh in western Lithuania. At 150 m, this would increase to 88 TWh and 288 TWh, respectively, representing up to 60% more electricity than E-101 or 25% more than E-112 turbines at any height.

Tower height impacts wind power generation more than swept area. A coastal area with 47% higher average wind speed than central areas could increase total energy production potential by 227-234% over the wind farm’s lifetime.

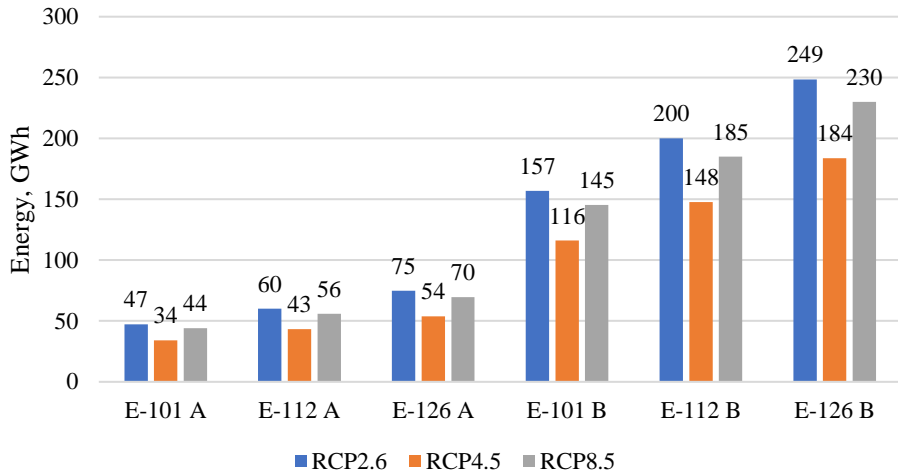


Fig. 78. Wind farm energy generation for the period of 2030-2055, with different wind turbines and under different climate change scenarios. The height of the plant is 100 m in the central part of the country (A) and on the coast (B)

6.4.6. Impact of urbanisation and climate change on wind speed and energy

Urbanised areas significantly affect local wind resources. Once an area reaches roughness class 3 with a roughness length of 0.4 or more, wind speed projections become challenging due to high turbulence, leading to an estimated $\pm 40\%$ error in mean wind speed. This means an average wind speed of 4 m/s could vary from 2.4 m/s to 6.4 m/s. Consequently, local energy assessment becomes impractical due to significant errors. Urbanisation progresses rapidly; a city may reach roughness class 3 in 43 years or even faster – sometimes complete changes occur in just 21 years.

For Lithuania, the most unfavourable climate scenario RCP4.5 is expected to lead to a significant decrease in wind speed. However, in the central region, it is observed that it will take a similar time for wind speeds to drop to the threshold of 3 m/s in the case of rapid urbanisation as in the RCP2.6 scenario. It would take 6 years. It would take 14 years for medium urbanisation, and for slow urbanisation, it would take 21 years. The change in wind speed would also be similar. In the selected regions, the average wind speed would decrease slightly less over the 25-year period with urban growth compared to the RCP2.6 scenario, with a difference of only 0.01-0.02 m/s.

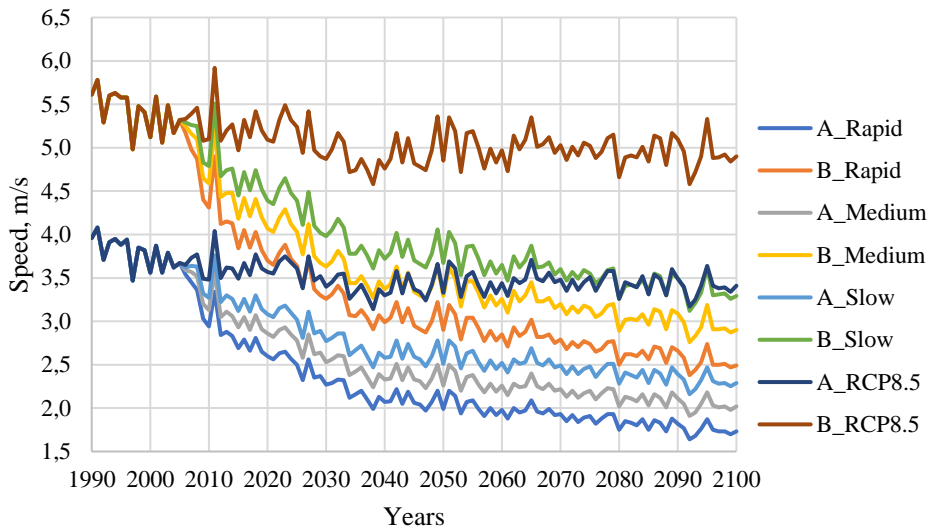


Fig. 79. Historical (1990-2020) and future (up to 2100) windiness under the RCP4.5 climate change scenario and the impact of urbanisation, 100 m height in the central part of the country (A) and the coastal area (B)

Under climate change alone, 2761 MWh could be generated in central Lithuania and 9109 MWh in western Lithuania. The combination of climate change and urban development with the E-101 power plant would result in a 4% to 6% reduction in energy losses compared to the RCP2.6 scenario. In the central part, rapid urbanisation would result in a loss of 1674 MWh (60.6%) of electricity generation, while medium urbanisation would result in a loss of 1297 MWh (47%), and in case of a slow one would result in a loss of 2737 MWh (33.9%). In the coastal area, this would be 4953 MWh, 3822 MWh and 2737 MWh, respectively.

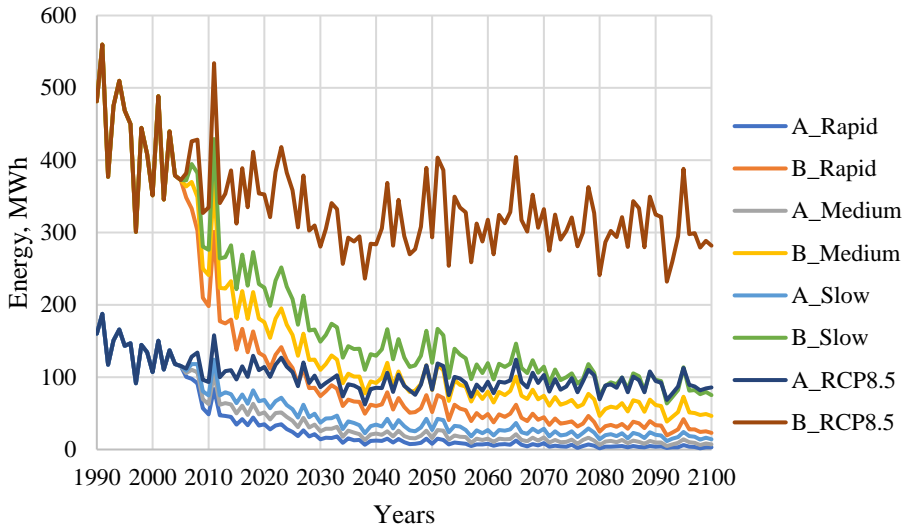


Fig. 80. Historical (1990-2020) and future (up to 2100) energy production with RCP4.5 climate scenario and urbanization impact at 100 m height using Enercon E-101 plant in central (A) and coastal (B) regions

6.4.7. Summary of results

This study synthesised wind observations along the eastern Baltic Sea coast [185]. IPCC AR5 provides wind speed projections up to 2100 [32], showing varied changes in the Baltic region and Northern Europe. Lithuanian data suggests a decrease of 0.3-0.6 m/s per decade. Recent analyses, primarily based on IPCC AR5, predict varied changes [33], with some suggesting slight increases, while others foresee decreases or no significant change. Studies indicate that the RCP4.5 scenario may reduce wind speeds, unfavourably affecting wind energy [148]. Coastal regions show promise for wind farm development due to projected increases in wind speed. Rapid urbanisation may render wind speeds inadequate for energy production within 5 years, potentially leading to up to 70% unproduced energy.

6.5. Conclusions

1. An analysis of wind observation data for the Lithuanian territory over the period 1990-2020 shows that wind speeds are decreasing at an average rate of 0.11 m/s per decade, resulting in energy losses of 18% to 27% over the lifetime of the wind turbine.
2. In the RCP4.5 scenario, which is unfavourable to wind energy, wind speeds would be reduced by between 6% and 17% depending on the location and the choice of plant height. In contrast, in the favourable RCP2.6 scenario, wind speeds and energy potential will increase at the end of the century and reach 1990 levels.
3. Climate change is found to reduce the number of days suitable for wind power generation by around 6% in all scenarios. It has been shown that the number of non-windy days can be compensated by increasing the height of the tower.
4. Based on the wind regulatory map, which shows that the area of the country allowed for wind energy development is about 37% of the total territory, and the data from the RCP4.5 scenario, it has been estimated that Lithuania could hypothetically produce at least three times more energy than the country's annual demand (11 TWh).
5. A statistically significant ($p < 0.004$) negative influence of urbanisation was found when assessing wind energy production in areas with increasing degrees of urbanisation. Between 19% and 24% of the initial wind speed would be lost in the first five years of urbanisation.
6. The combined effect of climate change and increasing levels of urbanisation would result in a loss of between 32% and 58% of the potential energy production over the lifetime of the wind farm.

LITERATŪROS ŠALTINIAI

1. FIDDER, B.N. et al. Energetic endpoints provide early indicators of life history effects in a freshwater gastropod exposed to the fungicide, pyraclostrobin. In *Environmental Pollution* . 2016. Vol. 211, p. 183–190.
2. BUSATO, F. et al. Ten years history of a real gas driven heat pump plant: Energetic, economic and maintenance issues based on a case study. In *Applied Thermal Engineering* . 2011. Vol. 31, no. 10, p. 1648–1654.
3. PATA, U.K. et al. Evaluating the role of the share and intensity of renewable energy for sustainable development in Germany. In *Journal of Cleaner Production* [interaktyvus]. 2023. p. 138482. [žiūrėta 2023-08-17]. . Prieiga per internetą: <https://linkinghub.elsevier.com/retrieve/pii/S0959652623026409>
4. HALDER, P. et al. Efficient hydroenergy conversion technologies, challenges, and policy implication. In *Advances in Clean Energy Technologies* . 2021. p. 295–318.
5. ZHAN, L. et al. Development and outlook of advanced nuclear energy technology. In *Energy Strategy Reviews* . 2021. Vol. 34, p. 100630.
6. MACIEJ SERDA et al. Synteza i aktywność biologiczna nowych analogów tiosemikarbazonowych chelatorów żelaza. In G. BALINT et al. *Sud. Uniwersytet śląski* [interaktyvus]. 2013. Vol. 7, no. 1, p. 343–354. [žiūrėta 2023-08-17]. . Prieiga per internetą: <https://desytamara.blogspot.com/2017/11/sistem-pelayanan-perpustakaan-dan-jenis.html>
7. WANG, W.C. - TEAH, H.Y. Life cycle assessment of small-scale horizontal axis wind turbines in Taiwan. In *Journal of Cleaner Production* . 2017. Vol. 141, p. 492–501.
8. BASHIR, M.F. et al. Energy transition, natural resource consumption and environmental degradation: The role of geopolitical risk in sustainable development. In *Resources Policy* . 2023. Vol. 85.
9. JÄGEMANN, C. et al. Decarbonizing Europe’s power sector by 2050 - Analyzing the economic implications of alternative decarbonization pathways. In *Energy Economics* . 2013. Vol. 40, p. 622–636.
10. HUEGING, H. et al. Regional changes in wind energy potential over Europe using regional climate model ensemble projections. In *Journal of Applied Meteorology and Climatology* . 2013. Vol. 52, no. 4, p. 903–917.
11. SADORSKY, P. Wind energy for sustainable development: Driving factors and future outlook. In *Journal of Cleaner Production* . 2021. Vol. 289, p. 125779.
12. CHEN, L. Impacts of climate change on wind resources over North America based on NA-CORDEX. In *Renewable Energy* . 2020. Vol. 153, p. 1428–1438.
13. Ember | Clean Energy Policy | Clean energy policy and data. In [interaktyvus]. [žiūrėta 2023-05-15]. Prieiga per internetą: <https://ember-climate.org/>
14. ZHENG, C.W. - PAN, J. Assessment of the global ocean wind energy resource. In *Renewable and Sustainable Energy Reviews* [interaktyvus]. 2014. Vol. 33, p. 382–391. Prieiga per internetą: <http://dx.doi.org/10.1016/j.rser.2014.01.065>
15. WANG, L. et al. Asymmetric impact of COVID-19 news on the

- connectedness of the green energy, dirty energy, and non-ferrous metal markets. In *Energy Economics* [interaktyvus]. 2023. Vol. 126, p. 106925. [žiūrėta 2023-08-17]. . Prieiga per internetą: <https://linkinghub.elsevier.com/retrieve/pii/S0140988323004231>
16. ROWE, F. et al. Sensing global changes in local patterns of energy consumption in cities during the early stages of the COVID-19 pandemic. In *Cities* . 2022. Vol. 129.
17. JANJUA, A.K. et al. Framework for the analysis of renewable energy grid policies in the context of COVID-19. In *Heliyon* . 2022. Vol. 8, no. 10.
18. HA, L.T. Storm after the Gloomy days: Influences of COVID-19 pandemic on volatility of the energy market. In *Resources Policy* . 2022. Vol. 79.
19. Renewable energy statistics. In */publications/2021/Aug/Renewable-energy-statistics-2021* [interaktyvus]. 2021. [žiūrėta 2021-08-16]. . Prieiga per internetą: </publications/2021/Aug/Renewable-energy-statistics-2021>
20. TOBIN, I. et al. Assessing climate change impacts on European wind energy from ENSEMBLES high-resolution climate projections. In *Climatic Change* . 2015. Vol. 128, no. 1–2, p. 99–112.
21. BÓRAWSKI, P. et al. Development of wind energy market in the European Union. In *Renewable Energy* . 2020. Vol. 161, p. 691–700.
22. RYBERG, D.S. et al. The future of European onshore wind energy potential: Detailed distribution and simulation of advanced turbine designs. In *Energy* . 2019. Vol. 182, p. 1222–1238.
23. DEVIS, A. et al. Should future wind speed changes be taken into account in wind farm development? In *Environmental Research Letters* . 2018. Vol. 13, no. 6.
24. DESSENS, O. et al. Limiting global warming to 2 °C: What do the latest mitigation studies tell us about costs, technologies and other impacts? In *Energy Strategy Reviews* . 2016. Vol. 13–14, p. 67–76.
25. MURTHY, K.S.R. - RAHI, O.P. A comprehensive review of wind resource assessment. In *Renewable and Sustainable Energy Reviews* . 2017. Vol. 72, p. 1320–1342.
26. Electricity in Europe - statistics & facts | Statista. In [interaktyvus]. 2022. [žiūrėta 2022-12-16]. Prieiga per internetą: https://www.statista.com/topics/8491/electricity-in-europe/#topicHeader__wrapper
27. Vision2050 - Lithuania. In [interaktyvus]. 2023. [žiūrėta 2024-01-08]. Prieiga per internetą: <https://www.inforse.org/europe/VisionLT.htm>
28. SLOGIERIENE, J. Energy System of the Baltic States and its Development. In *Global Sustainable Communities Handbook: Green Design Technologies and Economics* . 2014. p. 305–345.
29. MARČIUKAITIS, M. et al. Atsinaujinančių energijos išteklių naudojimo Lietuvoje patirtis, reikšmė ir siekiai. In *Energetika* [interaktyvus]. 2016. Vol. 62, no. 4, p. 247–267. [žiūrėta 2022-05-23]. . Prieiga per internetą: <https://www.lmaleidykla.lt/ojs/index.php/energetika/article/view/3394>
30. Apie projektą – OffshoreWind.lt. In [interaktyvus]. 2022. [žiūrėta 2024-01-08]. Prieiga per internetą: <https://offshorewind.lt/lt/apie-projekta/>

31. Apie klimato kaitą - Oficialiosios statistikos portalas. In [interaktyvus]. 2022. [žiūrėta 2023-08-17]. Prieiga per internetą: <https://osp.stat.gov.lt/klimato-kaitos-rodikliai/apie>
32. IPCC AR5 Climate Change 2013: The Physical Science Basis. In [interaktyvus]. 2013. [žiūrėta 2021-08-16]. Prieiga per internetą: <https://www.ipcc.ch/report/ar5/wg1/>
33. MASSON-DELMOTTE, V. et al. [interaktyvus]. .2019. [žiūrėta 2021-06-22]. Prieiga per internetą: www.environmentalgraphiti.org
34. CAI, Y. - BRÉON, F.M. Wind power potential and intermittency issues in the context of climate change. In *Energy Conversion and Management* . 2021. Vol. 240, p. 114276.
35. DAVY, R. et al. Climate change impacts on wind energy potential in the European domain with a focus on the Black Sea. In *Renewable and Sustainable Energy Reviews* . 2018. Vol. 81, p. 1652–1659.
36. VUUREN, D.P. VAN et al. The representative concentration pathways: An overview. In *Climatic Change* . 2011. Vol. 109, no. 1, p. 5–31.
37. LEAD, G.A.M. et al. Projections of Future Climate Change. In *Working Group I contribution to the Fifth Assessment Report* . 2013.
38. KRINNER, G. et al. Long-term climate change: Projections, commitments and irreversibility. In *Climate Change 2013 the Physical Science Basis: Working Group I Contribution to the Fifth Assessment Report of the Intergovernmental Panel on Climate Change* . 2013. Vol. 9781107057, p. 1029–1136.
39. MACMAHON, E. - LEITHEAD, W.E. Performance Comparison of Optimised and Non-Optimised Yaw Control for a Multi Rotor System. In *2018 IEEE Conference on Control Technology and Applications, CCTA 2018* . 2018. p. 1638–1643.
40. YOU, R. et al. A multi-rotor medium-voltage wind turbine system and its control strategy. In *Renewable Energy* . 2022. Vol. 186, p. 366–377.
41. JUNG, C. - SCHINDLER, D. A review of recent studies on wind resource projections under climate change. In *Renewable and Sustainable Energy Reviews* . 2022. Vol. 165, p. 112596.
42. ZHANG, F. et al. Projection of global wind and solar resources over land in the 21st century. In *Global Energy Interconnection* . 2018. Vol. 1, no. 4, p. 443–451.
43. JUNG, C. - SCHINDLER, D. A global wind farm potential index to increase energy yields and accessibility. In *Energy* . 2021. Vol. 231, p. 120923.
44. NOËL, T. et al. A high-resolution downscaled CMIP5 projections dataset of essential surface climate variables over the globe coherent with the ERA5 reanalysis for climate change impact assessments. In *Data in Brief* [interaktyvus]. 2021. [žiūrėta 2023-01-12]. Prieiga per internetą: <https://doi.org/10.1016/j.dib.2021.106900>
45. WU, J. et al. Future changes in wind energy potential over China using RegCM4 under RCP emission scenarios. In *Advances in Climate Change Research* . 2021. Vol. 12, no. 4, p. 596–610.

46. AMANI, S. et al. Design of monopiles for offshore and nearshore wind turbines in seismically liquefiable soils: Methodology and validation. In *Soil Dynamics and Earthquake Engineering* [interaktyvus]. 2022. Vol. 157, p. 107252. [žiūrėta 2022-04-06]. . Prieiga per internetą: <https://linkinghub.elsevier.com/retrieve/pii/S0267726122001014>
47. PISANÒ, F. Input of advanced geotechnical modelling to the design of offshore wind turbine foundations. In *Conference proceedings: European Conference on Soil Mechanics and Geotechnical Engineering* [interaktyvus]. 2019. [žiūrėta 2022-04-06]. . Prieiga per internetą: https://www.researchgate.net/figure/Evolution-of-wind-turbine-size-and-power-output-from-Bloomberg-New-Energy-Finance_fig1_335812782
48. THEEUWES, N.E. et al. Parametrizing Horizontally-Averaged Wind and Temperature Profiles in the Urban Roughness Sublayer. In *Boundary-Layer Meteorology* [interaktyvus]. 2019. Vol. 173, no. 3, p. 321–348. [žiūrėta 2023-08-17]. . Prieiga per internetą: <https://link.springer.com/article/10.1007/s10546-019-00472-1>
49. BATTISTI, L. et al. Small wind turbine effectiveness in the urban environment. In *Renewable Energy* [interaktyvus]. 2018. Vol. 129, p. 102–113. [žiūrėta 2022-04-28]. . Prieiga per internetą: <https://doi.org/10.1016/j.renene.2018.05.062>
50. ALI, F. et al. Chord to Radius Ratio Double Multiple Stream tube ur na l P re Jo ro of. In *Developments in the Built Environment* [interaktyvus]. 2020. p. 100033. Prieiga per internetą: <https://doi.org/10.1016/j.dibe.2020.100033>
51. JOHARI, M.K. et al. Comparison of horizontal axis wind turbine (HAWT) and vertical axis wind turbine (VAWT). In *International Journal of Engineering & Technology* [interaktyvus]. 2018. Vol. 7, no. 4.13, p. 74–80. [žiūrėta 2022-05-30]. . Prieiga per internetą: <https://www.sciencepubco.com/index.php/ijet/article/view/21333>
52. TREPKA, J. 2022.
53. STOCKER, B.D. et al. Multiple greenhouse-gas feedbacks from the land biosphere under future climate change scenarios. In *Nature Climate Change* 2013 3:7 [interaktyvus]. 2013. Vol. 3, no. 7, p. 666–672. [žiūrėta 2021-09-13]. . Prieiga per internetą: <https://www.nature.com/articles/nclimate1864>
54. ROTH, M. Review of atmospheric turbulence over cities. In *Quarterly Journal of the Royal Meteorological Society* . 2007. Vol. 126, no. 564, p. 941–990.
55. CASTELLANI, F. et al. Experimental Vibration Analysis of a Small Scale Vertical Wind Energy System for Residential Use. In *Machines* [interaktyvus]. 2019. Vol. 7, no. 2. [žiūrėta 2022-04-06]. . Prieiga per internetą: https://www.researchgate.net/figure/Different-kinds-of-vertical-axis-wind-turbines-VAWT-a-Savonius-b-Darrieus-with_fig1_333316757
56. ZIMMERMAN, S. et al. Wind estimation by multirotor drone state using machine learning with data rotation and reduction. In *Measurement: Journal of the International Measurement Confederation* . 2022. Vol. 199.
57. KARPEN, N. et al. Propeller-integrated airfoil heater system for small multirotor drones in icing environments: Anti-icing feasibility study. In *Cold Regions*

Science and Technology . 2022. Vol. 201.

58. KC, A. et al. Urban wind conditions and small wind turbines in the built environment : A review. In *Renewable Energy* [interaktyvus]. 2019. Vol. 131, p. 268–283. [žiūrėta 2022-05-31]. . Prieiga per internetą: <https://webstore.iec.ch/publication/5433>

59. IEC 61400-2:2013 | IEC Webstore | rural electrification, wind power. In [interaktyvus]. 2013. [žiūrėta 2023-06-20]. Prieiga per internetą: <https://webstore.iec.ch/publication/5433>

60. LAAN, V. der A. Power curve and wake analyses of the Vestas multi-rotor demonstrator. In *Wind Energy* [interaktyvus]. 2019. [žiūrėta 2022-04-26]. . Prieiga per internetą: <https://wes.copernicus.org/articles/4/251/2019/>

61. HESAMI, A. et al. Feasibility study of twin-rotor Savonius wind turbine incorporated with a wind-lens. In *Ocean Engineering* . 2022. Vol. 247, p. 110654.

62. LIN, S. et al. Effect of yaw on aerodynamic performance of co-planar multi-rotor wind turbines. In *Ocean Engineering* . 2023. Vol. 279.

63. VENNEL, R. Exceeding the Betz limit with tidal turbines. In *Renewable Energy* . 2013. Vol. 55, p. 277–285.

64. KERAMAT SIAVASH, N. et al. Mathematical modeling of a horizontal axis shrouded wind turbine. In *Renewable Energy* . 2020. Vol. 146, p. 856–866.

65. SØRENSEN, H. Effect of placing a diffuser around a wind turbine. In *Wind Energy* [interaktyvus]. 2000. Vol. 3, no. 4, p. 207–213. [žiūrėta 2022-04-26]. . Prieiga per internetą: https://onlinelibrary.wiley.com/doi/abs/10.1002/we.37?casa_token=Fex6WH6wX5IAAAAA:fxNpangj17FeKeA0xx1rXoR9zj9B2nzlVZMdkVDh9VQPO_QnsP8bxvXQiGVchzm-ElmW3mOIKZxp8k0

66. OHYA, Y. - KARASUDANI, T. A Shrouded Wind Turbine Generating High Output Power with Wind-lens Technology. In *Energies 2010, Vol. 3, Pages 634-649* [interaktyvus]. 2010. Vol. 3, no. 4, p. 634–649. [žiūrėta 2022-04-26]. . Prieiga per internetą: <https://www.mdpi.com/1996-1073/3/4/634/htm>

67. OHYA, Y. et al. Development of a High-Performance Wind Turbine Equipped with a Brimmed Diffuser Shroud. In *TRANSACTIONS OF THE JAPAN SOCIETY FOR AERONAUTICAL AND SPACE SCIENCES* . 2006. Vol. 49, no. 163, p. 18–24.

68. JIN, G. et al. Aerodynamic analysis of side-by-side placed twin vertical-axis wind turbines. In *Ocean Engineering* . 2020. Vol. 209, p. 107296.

69. MANWELL, J. et al. Wind energy explained: theory, design and application. In [interaktyvus]. 2010. [žiūrėta 2022-04-27]. . Prieiga per internetą: https://books.google.com/books?hl=lt&lr=&id=roaTx_Of0vAC&oi=fnd&pg=PR5&ots=O4VzNteKR2&sig=THvj8_X3qOtm7M-uzhZa1P5Tw

70. CARTA, A. et al. A global sensitivity analysis method applied to wind farm power output estimation models. In *Applied Energy* . 2020. Vol. 280, no. July, p. 115968.

71. Shared Socioeconomic Pathways (SSPs). In . 2022.

72. BYRNE, R. et al. An assessment of the mesoscale to microscale influences

on wind turbine energy performance at a peri-urban coastal location from the Irish wind atlas and onsite LiDAR measurements. In *Sustainable Energy Technologies and Assessments* [interaktyvus]. 2019. Vol. 36, no. September, p. 100537. Prieiga per internetą: <https://doi.org/10.1016/j.seta.2019.100537>

73. SANZ RODRIGO, J. et al. Mesoscale to microscale wind farm flow modeling and evaluation. In *Wiley Interdisciplinary Reviews: Energy and Environment* . 2017. Vol. 6, no. 2.

74. ZHANG, X.Q. The trends, promises and challenges of urbanisation in the world. In *Habitat International* . 2016. Vol. 54, p. 241–252.

75. BLACKLEDGE, J. et al. Analysis of Wind Velocity and the Quantification of Wind Analysis of Wind Velocity and the Quantification of Wind Turbulence in Rural and Urban Environments Using the Levy Index Turbulence in Rural and Urban Environments Using the Levy Index and Fractal D. In *ISAST Journal of Computing and Intelligent Systems* [interaktyvus]. 2012. Vol. 4, no. 1, p. 7–17. [žiūrėta 2023-08-17]. Prieiga per internetą: <https://arrow.tudublin.ie/engscheart2>ThisarticleisavailableatARROW@TUDublin: <https://arrow.tudublin.ie/engscheart2/67>

76. EMEJEAMARA, F.C. - TOMLIN, A.S. A method for estimating the potential power available to building mounted wind turbines within turbulent urban air flows. In *Renewable Energy* [interaktyvus]. 2020. Vol. 153, p. 787–800. [žiūrėta 2022-02-21]. Prieiga per internetą: <https://doi.org/10.1016/j.renene.2020.01.123>

77. ROTH, M. Turbulent transfer relationships over an urban surface. II: Integral statistics. In *Quarterly Journal of the Royal Meteorological Society* . 1993. Vol. 119, no. 513, p. 1105–1120.

78. STATHOPOULOS, T. et al. Urban wind energy: Some views on potential and challenges. In *Journal of Wind Engineering and Industrial Aerodynamics* . 2018. Vol. 179, p. 146–157.

79. SHIRAZ, M.Z. et al. Wind power potential assessment of roof mounted wind turbines in cities. In *Sustainable Cities and Society* [interaktyvus]. 2020. Vol. 53, no. May 2019, p. 101905. Prieiga per internetą: <https://doi.org/10.1016/j.scs.2019.101905>

80. GENERATION, P. et al. Wind energy in buildings. In . 2006. no. April.

81. ŠKVORC, P. - KOZMAR, H. Wind energy harnessing on tall buildings in urban environments. In *Renewable and Sustainable Energy Reviews* . 2021. Vol. 152, p. 111662.

82. SUNDERLAND, K. et al. Small wind turbines in turbulent (urban) environments: A consideration of normal and Weibull distributions for power prediction. In *Journal of Wind Engineering and Industrial Aerodynamics* . 2013. Vol. 121, p. 70–81.

83. REJA, R.K. et al. A review of the evaluation of urban wind resources: challenges and perspectives. In *Energy and Buildings* . 2022. Vol. 257, p. 111781.

84. WU, J. et al. Estimating the impact of the changes in land use and cover on the surface wind speed over the East China Plain during the period 1980–2011. In *Climate Dynamics* 2015 46:3 [interaktyvus]. 2015. Vol. 46, no. 3, p. 847–863.

- [žiūrēta 2022-05-23]. Prieiga per internetą: <https://link.springer.com/article/10.1007/s00382-015-2616-z>
85. LV, G. et al. An urban-scale method for building roofs available wind resource evaluation based on aerodynamic parameters of urban sublayer surfaces. In *Sustainable Cities and Society* . 2022. Vol. 80, p. 103790.
86. PALUSCI, O. et al. Impact of morphological parameters on urban ventilation in compact cities: The case of the Tuscolano-Don Bosco district in Rome. In *Science of The Total Environment* . 2022. Vol. 807, p. 150490.
87. TIAN, X. et al. Estimating zero-plane displacement height and aerodynamic roughness length using synthesis of LiDAR and SPOT-5 data. In *Remote Sensing of Environment* . 2011. Vol. 115, no. 9, p. 2330–2341.
88. Abidjan Population. In [interaktyvus]. 2023. [žiūrēta 2023-04-27]. Prieiga per internetą: <https://worldpopulationreview.com/world-cities/abidjan-population>
89. Monrovia Population. In [interaktyvus]. 2023. [žiūrēta 2023-04-27]. Prieiga per internetą: <https://worldpopulationreview.com/world-cities/monrovia-population>
90. Karaj Population. In [interaktyvus]. 2023. [žiūrēta 2023-04-27]. Prieiga per internetą: <https://worldpopulationreview.com/world-cities/karaj-population>
91. Dubai Population. In [interaktyvus]. 2023. [žiūrēta 2023-04-27]. Prieiga per internetą: <https://worldpopulationreview.com/world-cities/dubai-population>
92. Abuja Population. In [interaktyvus]. 2023. [žiūrēta 2023-04-27]. Prieiga per internetą: <https://worldpopulationreview.com/world-cities/abuja-population>
93. Canberra Population. In [interaktyvus]. 2023. [žiūrēta 2023-04-27]. Prieiga per internetą: <https://worldpopulationreview.com/world-cities/canberra-population>
94. Sharjah Population. In [interaktyvus]. 2023. [žiūrēta 2023-04-27]. Prieiga per internetą: <https://worldpopulationreview.com/world-cities/sharjah-population>
95. Doha Population. In [interaktyvus]. 2023. [žiūrēta 2023-04-27]. Prieiga per internetą: <https://worldpopulationreview.com/world-cities/doha-population>
96. Los Angeles, California Population. In [interaktyvus]. 2023. [žiūrēta 2023-04-27]. Prieiga per internetą: <https://worldpopulationreview.com/us-cities/los-angeles-ca-population>
97. Calgary Population. In [interaktyvus]. 2023. [žiūrēta 2023-04-27]. Prieiga per internetą: <https://worldpopulationreview.com/canadian-cities/calgary-population>
98. Atlanta, Georgia Population. In [interaktyvus]. 2023. [žiūrēta 2023-04-27]. Prieiga per internetą: <https://worldpopulationreview.com/us-cities/atlanta-ga-population>
99. Las Vegas, Nevada Population. In [interaktyvus]. 2023. [žiūrēta 2023-04-27]. Prieiga per internetą: <https://worldpopulationreview.com/us-cities/las-vegas-nv-population>
100. San Bernardino, California Population. In [interaktyvus]. 2023. [žiūrēta 2023-04-27]. Prieiga per internetą: <https://worldpopulationreview.com/us-cities/san-bernardino-ca-population>
101. Orlando, Florida Population. In [interaktyvus]. 2023. [žiūrēta 2023-04-27]. Prieiga per internetą: <https://worldpopulationreview.com/us-cities/orlando-fl-population>

102. Austin, Texas Population. In [interaktyvus]. 2023. [žiūrėta 2023-04-27]. Prieiga per internetą: <https://worldpopulationreview.com/us-cities/austin-tx-population>
103. Vilnius – ELIP (Enciklopedija Lietuvai ir pasauliui). In [interaktyvus]. 2023. [žiūrėta 2023-06-20]. Prieiga per internetą: <https://lietuvai.lt/wiki/Vilnius#Gyventojai>
104. DWIVEDI, Y.D. et al. Prediction of Atmospheric Turbulence Characteristics for Surface Boundary Layer Using Empirical Spectral Methods. In *evista Brasileira de Meteorologia* [interaktyvus]. 2020. Vol. 35, no. 4, p. 9–23. [žiūrėta 2023-08-17]. . Prieiga per internetą: <http://dx.doi.org/10.1590/0102-77863540083>
105. HUQ, P. - RAHMAN, A. Optimizing the Determination of Roughness Parameters for Model Urban Canopies. In *Boundary-Layer Meteorology 2018 168:3* [interaktyvus]. 2018. Vol. 168, no. 3, p. 497–515. [žiūrėta 2022-05-12]. . Prieiga per internetą: <https://link.springer.com/article/10.1007/s10546-018-0352-8>
106. WANG, J.W. et al. Journal of Wind Engineering & Industrial Aerodynamics Wind speed estimation in urban areas based on the relationships between background wind speeds and morphological parameters. In *Journal of Wind Engineering & Industrial Aerodynamics* [interaktyvus]. 2020. Vol. 205, no. April, p. 104324. [žiūrėta 2022-05-12]. . Prieiga per internetą: <https://doi.org/10.1016/j.jweia.2020.104324>
107. KASEB, Z. - RAHBAR, M. Towards CFD-based optimization of urban wind conditions: Comparison of Genetic algorithm, Particle Swarm Optimization, and a hybrid algorithm. In *Sustainable Cities and Society* . 2022. Vol. 77, p. 103565.
108. KASEB, Z. et al. A framework for pedestrian-level wind conditions improvement in urban areas : CFD simulation and optimization. In *Building and Environment* [interaktyvus]. 2020. Vol. 184, no. April, p. 107191. Prieiga per internetą: <https://doi.org/10.1016/j.buildenv.2020.107191>
109. CARPMAN, N. *Intensity in Complex Environments and its Influence on Small Wind Turbines*. 2011.
110. TASNEEM, Z. et al. An analytical review on the evaluation of wind resource and wind turbine for urban application: Prospect and challenges. In *Developments in the Built Environment* . 2020. Vol. 4, p. 100033.
111. TOJA-SILVA, F. et al. A review of computational fluid dynamics (CFD) simulations of the wind flow around buildings for urban wind energy exploitation. In *Journal of Wind Engineering and Industrial Aerodynamics* . 2018. Vol. 180, p. 66–87.
112. TAMURA, Y. et al. Characteristics of pedestrian-level Mean wind speed around square buildings: Effects of height, width, size and approaching flow profile. In *Journal of Wind Engineering and Industrial Aerodynamics* . 2019. Vol. 192, p. 74–87.
113. XU, X. et al. Characteristics of pedestrian-level wind around super-tall buildings with various configurations. In *Journal of Wind Engineering and Industrial Aerodynamics* . 2017. Vol. 166, p. 61–73.

114. L. BURTON, T. et al. *Wind Energy Handbook* [interaktyvus]. . 2021. ISBN 978-1-119-45109-9
115. ZOU, J. et al. Field measurement of the urban pedestrian level wind turbulence. In *Building and Environment* . 2021. Vol. 194, p. 107713.
116. WATKINS, S. Turbulence Characteristics of the Atmospheric Boundary Layer and Possibilities of Replication for Aircraft. In *Third Symposium "Simulation of Wing and Nacelle Stall", 21st - 22nd June 2012, Braunschweig, Germany* . 2012.
117. MILLWARD-HOPKINS, J.T. et al. The predictability of above roof wind resource in the urban roughness sublayer. In *Wind Energy* . 2012. Vol. 15, no. 2, p. 225–243.
118. LONGO, R. et al. Impact of urban environment on Savonius wind turbine performance: A numerical perspective. In *Renewable Energy* . 2020. Vol. 156, p. 407–422.
119. TOMINAGA, Y. et al. AIJ guidelines for practical applications of CFD to pedestrian wind environment around buildings. In *Journal of Wind Engineering and Industrial Aerodynamics* . 2008. Vol. 96, no. 10–11, p. 1749–1761.
120. UNCFE 2015.
121. ORANGIAS, J. The Nexus between International Law and Science. In *International Community Law Review* [interaktyvus]. 2022. p. 1–34. [žiūrėta 2022-05-21]. . Prieiga per internetą: <https://brill.com/view/journals/iclr/aop/article-10.1163-18719732-bja10068/article-10.1163-18719732-bja10068.xml>
122. SCHIERMEIER, Q. Paris climate deal to take effect as EU ratifies accord. In *Nature* [interaktyvus]. 2016. [žiūrėta 2022-05-21]. . Prieiga per internetą: <https://api.semanticscholar.org/CorpusID:158043198#id-name=S2CID>
123. FALKNER, R. The Paris Agreement and the new logic of international climate politics. In *International Affairs* [interaktyvus]. 2016. Vol. 92, no. 5, p. 1107–1125. [žiūrėta 2022-05-21]. . Prieiga per internetą: http://eprints.lse.ac.uk/67741/2/Falkner_Paris_agreement_2016.pdf
124. The State of the Paris Agreement | Statista. In [interaktyvus]. 2021. [žiūrėta 2024-01-08]. Prieiga per internetą: <https://www.statista.com/chart/9656/the-state-of-the-paris-agreement/>
125. NATIONS, U. COP26: Together for our planet | United Nations. In [interaktyvus]. 2021. [žiūrėta 2024-01-08]. . Prieiga per internetą: <https://www.un.org/en/climatechange/cop26>
126. UNCFE [interaktyvus]. .2021. [žiūrėta 2022-05-21]. Prieiga per internetą: <https://www.consilium.europa.eu/lt/policies/climate-change/paris-agreement/cop26/>
127. Europos žaliasis kursas - Consilium. In [interaktyvus]. 2019. [žiūrėta 2022-05-21]. Prieiga per internetą: <https://www.consilium.europa.eu/lt/policies/green-deal/>
128. POLITICO Europe's Green Deal plan unveiled. In [interaktyvus]. 2019. [žiūrėta 2022-01-29]. Prieiga per internetą: <https://www.politico.eu/article/the-commissions-green-deal-plan-unveiled/>
129. Lietuvos Respublikos nacionalinis energetikos ir klimato srities veiksmų planas 2021-2030m. In [interaktyvus]. 2021. [žiūrėta 2022-05-21]. Prieiga per

interneta: [https://enmin.lrv.lt/uploads/enmin/documents/files/Teisinė informacija/Teisės aktai/Bendrieji energetikos strateginiai dokumentai/NECP/Lietuvos_Respublikos_nacionalinis_energetikos_ir_klimato_srities_veiksmu_planas.pdf](https://enmin.lrv.lt/uploads/enmin/documents/files/Teisinė_informacija/Teisės_aktai/Bendrieji_energetikos_strateginiai_dokumentai/NECP/Lietuvos_Respublikos_nacionalinis_energetikos_ir_klimato_srities_veiksmu_planas.pdf)

130. Energijos vartojimo efektyvumo didinimo ir atsinaujinančių energijos išteklių naudojimo centralizuoto šilumos ir vėsumos tiekimo bei transporto sektoriuose planuojamų įgyvendinti finansinių priemonių išankstinis vertinimas. In [interaktyvus]. 2021. [žiūrėta 2022-05-23]. Prieiga per internetą: [https://finmin.lrv.lt/uploads/finmin/documents/files/EE ir AEI ex-ante vertinimo ataskaita_0615_be track changes.pdf](https://finmin.lrv.lt/uploads/finmin/documents/files/EE_ir_AEI_ex-ante_vertinimo_ataskaita_0615_be_track_changes.pdf)

131. LIETUVOS KARIUOMENĖS VADAS [interaktyvus]. .2016. [žiūrėta 2022-05-21]. Prieiga per internetą: <https://www.e-tar.lt/portal/lt/legalAct/55f57a70d6d411e583a295d9366c7ab3>

132. LIETUVOS RESPUBLIKOS ENERGETIKOS MINISTERIJA Patvirtintas Lietuvos Respublikos teritorijų, kuriose gali būti ribojami vėjo elektrinių (aukštų statinių) projektavimo ir statybos darbai, žemėlapis. In [interaktyvus]. 2016. [žiūrėta 2022-05-21]. Prieiga per internetą: <https://enmin.lrv.lt/lt/veiklos-sritys-3/atsinaujinantys-energijos-istekliai/aktuali-informacija-naujienos/patvirtintas-lietuvos-respublikos-teritoriju-kuriose-gali-buti-ribojami-vejo-elektriniu-aukstu-statiniu-projektavimo-ir-statybos-darbai-zemelapis>

133. Vėjo jėgainių reglamentavimo žemėlapis. In [interaktyvus]. 2020. [žiūrėta 2021-12-27]. Prieiga per internetą: <https://www.arcgis.com/apps/webappviewer/index.html?id=454b061279f841239edd90389f5ff6b9>

134. OFICIALIOSIOS STATISTIKOS PORTALAS Energetika. In [interaktyvus]. 2022. [žiūrėta 2022-05-21]. Prieiga per internetą: <https://osp.stat.gov.lt/lietuvos-statistikos-metrastis/lsm-2019/aplinka-ir-energetika/energetika>

135. WINDEUROPE Wind Power Numbers. In [interaktyvus]. 2022. [žiūrėta 2022-05-21]. Prieiga per internetą: <https://windeurope.org/about-wind/daily-wind/electricity-mix?utf8=%26areas=LT&commit=Apply+filters>

136. OFICIALIOSIOS STATISTIKOS PORTALAS Rodiklių duomenų bazė. In [interaktyvus]. 2022. [žiūrėta 2021-08-16]. Prieiga per internetą: <https://osp.stat.gov.lt/statistiniu-rodikliu-analize?hash=4fef845b-c67a-42f8-81f0-eeeabc0e9e3d#/>

137. LIETUVOS RESPUBLIKOS ENERGETIKOS MINISTERIJA Pirmasis Lietuvos jūros vėjo parkas – jau 2028 metais. In [interaktyvus]. 2022. [žiūrėta 2022-05-21]. Prieiga per internetą: <https://enmin.lrv.lt/lt/naujienos/pirmasis-lietuvos-juros-vejo-parkas-jau-2028-metais>

138. VERSLO ŽINIOS Anykščiuose planuojamas vienas galingiausių šalies vėjo parkų. In [interaktyvus]. 2022. [žiūrėta 2022-05-21]. Prieiga per internetą: <https://www.vz.lt/pramone/2022/05/19/anyksciuose-planuojamas-vienas-galingiausiu-salies-vejo-parku>

139. LIETUVOS VĖJO ELEKTRINIŲ ASOCIACIJA Vėjo energetikos

statistika Lietuvoje. In [interaktyvus]. 2022. [žiūrėta 2022-05-21]. Prieiga per internetą: <https://lvea.lt/statistika/liuvos-statistika/>

140. EMEKSIZ, C. - CETIN, T. In case study : Investigation of tower shadow disturbance and wind shear variations effects on energy production , wind speed and power characteristics. In *Sustainable Energy Technologies and Assessments* [interaktyvus]. 2019. Vol. 35, no. July, p. 148–159. Prieiga per internetą: <https://doi.org/10.1016/j.seta.2019.07.004>

141. BALDOCCHI, D.D. Lecture 18 Wind and Turbulence Part 3 Surface Boundary Layer Theory and Principles. In *Biometeorology* . 2012. p. 1–29.

142. WEILER, F. et al. Correction of wind bias for the lidar on-board Aeolus using telescope temperatures. In *Atmos. Meas. Tech.* [interaktyvus]. 2021. Vol. 14, p. 7167–7185. [žiūrėta 2023-08-17]. . Prieiga per internetą: <https://doi.org/10.5194/amt-2021-171>

143. BAIMOUNG, S. et al. Bias correction techniques for meteorological data of A2 scenario climate model output in Chao Phraya River Basin of Thailand. In [interaktyvus]. 2014. Vol. 8, no. 1, p. 71–76. [žiūrėta 2023-08-17]. . Prieiga per internetą: www.jstage.jst.go.jp/browse/hrl

144. GUDMUNDSSON, L. et al. Technical Note: Downscaling RCM precipitation to the station scale using statistical transformations – A comparison of methods. In *Hydrology and Earth System Sciences* . 2012. Vol. 16, no. 9, p. 3383–3390.

145. RUFFAULT, J. et al. Projecting future drought in Mediterranean forests: Bias correction of climate models matters! In *Theoretical and Applied Climatology* . 2013. Vol. 117, no. 1, p. 113–122.

146. DÉQUÉ, M. Frequency of precipitation and temperature extremes over France in an anthropogenic scenario: Model results and statistical correction according to observed values. In *Global and Planetary Change* . 2007. Vol. 57, no. 1–2, p. 16–26.

147. HOLTHUIJZEN, M. et al. Robust bias-correction of precipitation extremes using a novel hybrid empirical quantile-mapping method: Advantages of a linear correction for extremes. In *Theoretical and Applied Climatology* [interaktyvus]. 2022. Vol. 149, no. 1–2, p. 863–882. [žiūrėta 2023-08-17]. . Prieiga per internetą: <https://link.springer.com/article/10.1007/s00704-022-04035-2>

148. MARTIN, S. et al. Impact of near-future turbine technology on the wind power potential of low wind regions. In *Applied Energy* . 2020. Vol. 272, p. 115251.

149. SCHALLENBERG-RODRIGUEZ, J. A methodological review to estimate techno-economical wind energy production. In *Renewable and Sustainable Energy Reviews* . 2013. Vol. 21, p. 272–287.

150. STRUCTURES, A.D.-P.C. on W.E. on B. The relationship of wind structure to wind loading. In *ci.nii.ac.jp* [interaktyvus]. 1965. [žiūrėta 2022-04-27]. . Prieiga per internetą: <https://ci.nii.ac.jp/naid/10003312416/>

151. KATOPODIS, T. et al. Assessing climate change impacts on wind characteristics in Greece through high resolution regional climate modelling. In *Renewable Energy* . 2021. Vol. 179, p. 427–444.

152. BAÑUELOS-RUEDAS, F. et al. Methodologies Used in the Extrapolation of Wind Speed Data at Different Heights and Its Impact in the Wind Energy Resource Assessment in a Region. In *Wind Farm - Technical Regulations, Potential Estimation and Siting Assessment* [interaktyvus]. 2011. [žiūrėta 2023-01-07]. . Prieiga per internetą: <https://www.intechopen.com/chapters/17121>
153. SPERA, R. Modified power law equations for vertical wind profiles. In *Wind Characteristics and Wind* [interaktyvus]. 1979. [žiūrėta 2022-04-27]. . Prieiga per internetą: <https://ntrs.nasa.gov/api/citations/19800005367/downloads/19800005367.pdf>
154. YAN, B. et al. Modeling of downburst outflows and wind pressures on a high-rise building under different terrain conditions. In *Journal of Building Engineering* . 2022. Vol. 48, p. 103738.
155. TROEN, I. - LUNDTANG PETERSEN, E. European wind atlas - Errata. In [interaktyvus]. 1989. p. 656. Prieiga per internetą: [http://orbit.dtu.dk/en/publications/european-wind-atlas\(335e86f2-6d21-4191-8304-0b0a105089be\).html](http://orbit.dtu.dk/en/publications/european-wind-atlas(335e86f2-6d21-4191-8304-0b0a105089be).html)
156. COPPIN, P.A. et al. WIND RESOURCE ASSESSMENT IN AUSTRALIA-A PLANNERS GUIDE CSIRO. In . 2003.
157. ZHENG, C.W. et al. An overview of global ocean wind energy resource evaluations. In *Renewable and Sustainable Energy Reviews* . 2016. Vol. 53, p. 1240–1251.
158. FROST, W. - SHIEH, C.F. Wind Characteristics Over Complex Terrain Relative to WECS Siting. In <https://doi.org/10.2514/3.62539> [interaktyvus]. 2012. Vol. 5, no. 5, p. 263–269. [žiūrėta 2022-05-23]. . Prieiga per internetą: <https://arc.aiaa.org/doi/abs/10.2514/3.62539>
159. JOSEPH, J. - SATHYABHAMA, A. Leading edge tubercle on wind turbine blade to mitigate problems of stall, hysteresis, and laminar separation bubble. In *Energy Conversion and Management* . 2022. Vol. 255, p. 115337.
160. HILAL, A. et al. Geostatistical modeling—a tool for predictive soil mapping. In *Remote Sensing in Precision Agriculture: Transforming Scientific Advancement into Innovation* . 2024. p. 389–418.
161. GUO, Q. et al. LiDAR Data Filtering and Digital Elevation Model Generation. In *LiDAR Principles, Processing and Applications in Forest Ecology* . 2023. p. 171–214.
162. DUFFY, A. et al. Land-based wind energy cost trends in Germany, Denmark, Ireland, Norway, Sweden and the United States. In *Applied Energy* [interaktyvus]. 2020. Vol. 277, no. November 2019, p. 114777. Prieiga per internetą: <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2020.114777>
163. DEMOLLI, H. et al. Wind power forecasting based on daily wind speed data using machine learning algorithms. In *Energy Conversion and Management* [interaktyvus]. 2019. Vol. 198, no. July, p. 111823. Prieiga per internetą: <https://doi.org/10.1016/j.enconman.2019.111823>
164. MAHMOOD AJAJ, Q. et al. Assessing the Impact of Kirkuk Cement Plant Emissions on Land cover by Modelling Gaussian Plume with Python and QGIS. In

The Egyptian Journal of Remote Sensing and Space Science . 2023. Vol. 26, no. 1, p. 1–16.

165. AL-THUWAYNEE, O.F. et al. DEWS: A QGIS tool pack for the automatic selection of reference rain gauges for landslide-triggering rainfall thresholds. In *Environmental Modelling & Software* . 2023. Vol. 162, p. 105657.

166. BYRNE, R. - MACARTAIN, P. Multi-annual time series operational data for a Vestas V52 wind turbine located in a coastal peri-urban environment in Ireland. In *Data in Brief* . 2023. Vol. 48, p. 109227.

167. ÇALIŞKAN, M. - ANBAROĞLU, B. Space Time Cube analytics in QGIS and Python for hot spot detection. In *SoftwareX* . 2023. Vol. 24, p. 101498.

168. PRASANNAKUMAR, V. et al. Spatio-temporal clustering of road accidents: GIS based analysis and assessment. In *Procedia - Social and Behavioral Sciences* . 2011. Vol. 21, p. 317–325.

169. BARBERENA, I. et al. Introducing QAnnAGNPS - A QGIS plugin to facilitate the use of AnnAGNPS (Annualized Agricultural Nonpoint source model). In *Environmental Modelling & Software* . 2024. Vol. 174, p. 105968.

170. RAIMONDI, L. et al. An open-source and QGIS-integrated physically based model for Spatial Prediction of Rainfall-Induced Shallow Landslides (SPRIn-SL). In *Environmental Modelling & Software* . 2023. Vol. 160, p. 105587.

171. CORREIA, R. et al. Processing image to geographical information systems (PI2GIS)—A learning tool for QGIS. In *Education Sciences* . 2018. Vol. 8, no. 2.

172. NATIONAL OCEANIC AND ATMOSPHERIC ADMINISTRATION Global Surface Summary of the Day - GSOD. In [interaktyvus]. 2021. [žiūrėta 2021-08-16]. Prieiga per internetą: <https://data.noaa.gov/dataset/dataset/global-surface-summary-of-the-day-gsod>

173. MEINSHAUSEN, M. et al. The shared socio-economic pathway (SSP) greenhouse gas concentrations and their extensions to 2500. In *Geosci. Model Dev* [interaktyvus]. 2020. Vol. 13, p. 3571–3605. [žiūrėta 2022-01-01]. . Prieiga per internetą: <https://doi.org/10.5194/gmd-13-3571-2020>

174. INTERNATIONAL INSTITUTE FOR APPLIED SYSTEMS ANALYSIS SSP Scenario Database - SSPs. In [interaktyvus]. 2022. [žiūrėta 2022-01-01]. Prieiga per internetą: https://iiasa.ac.at/web/home/research/researchPrograms/Energy/SSP_Scenario_Data_base.html

175. PRYOR, S.C. et al. Climate change impacts on wind power generation. In *Nature Reviews Earth & Environment* . 2020. Vol. 1, no. 12, p. 627–643.

176. CHANGE, I.P. on C. Technical Summary. In *Climate Change 2013 - The Physical Science Basis* [interaktyvus]. [s.l.]: Cambridge University Press, 2014. p. 31–116. [žiūrėta 2021-06-19]. Prieiga per internetą: <https://www.cambridge.org/core/books/climate-change-2013-the-physical-science-basis/technical-summary/10E03E078830604105FFA9EC99840672>

177. WILCKE, R.A.I. et al. Multi-variable error correction of regional climate models. In *Climatic Change* . 2013. Vol. 120, no. 4, p. 871–887.

178. BEDIA, J. et al. Statistical downscaling with the downscaleR package

(v3.1.0): Contribution to the VALUE intercomparison experiment. In *Geoscientific Model Development* . 2020. Vol. 13, no. 3, p. 1711–1735.

179. KIM, S. - KIM, H. A new metric of absolute percentage error for intermittent demand forecasts. In *International Journal of Forecasting* . 2016. Vol. 32, no. 3, p. 669–679.

180. SHU, Z.R. - JESSON, M. Estimation of Weibull parameters for wind energy analysis across the UK. In *Journal of Renewable and Sustainable Energy [interaktyvus]*. 2021. Vol. 13, no. 2, p. 023303. [žiūrėta 2022-12-06]. . Prieiga per internetą: [/aip/jrse/article/13/2/023303/926742/Estimation-of-Weibull-parameters-for-wind-energy](https://aip/jrse/article/13/2/023303/926742/Estimation-of-Weibull-parameters-for-wind-energy)

181. TSVETKOVA, O. - OUARDA, T.B.M.J. A review of sensitivity analysis practices in wind resource assessment. In *Energy Conversion and Management* . 2021. Vol. 238, p. 114112.

182. EMD INTERNATIONAL windPRO. In [interaktyvus]. 2021. [žiūrėta 2021-06-27]. Prieiga per internetą: <https://www.emd.dk/windpro/>

183. CARVALHO, D. et al. Potential impacts of climate change on European wind energy resource under the CMIP5 future climate projections. In *Renewable Energy* . 2017. Vol. 101, no. 2017, p. 29–40.

184. GONZALEZ, P.L.M. et al. The contribution of North Atlantic atmospheric circulation shifts to future wind speed projections for wind power over Europe. In *Climate Dynamics [interaktyvus]*. 2019. Vol. 53, no. 7–8, p. 4095–4113. [žiūrėta 2021-06-27]. . Prieiga per internetą: <https://doi.org/10.1007/s00382-019-04776-3>

185. LIETUVOS HIDROMETEOROLOGIJOS TARNYBA *Vidutinės klimatinių rodiklių reikšmės Lietuvoje 1981–2010.* . 2013.

186. HOSKING, J.S. et al. Changes in European wind energy generation potential within a 1.5 °C warmer world. In *Environmental Research Letters* . 2018. Vol. 13, no. 5.

187. GAETANI, M. et al. Climate modelling and renewable energy resource assessment Resilience of large investments and critical infrastructures in Europe to climate change (CCMFF) View project Saharan Heat Low and West African climate View project. In [interaktyvus]. 2015. [žiūrėta 2021-08-16]. . Prieiga per internetą: <https://www.researchgate.net/publication/275342727>

188. BARSTAD, I. et al. Present and future offshore wind power potential in northern Europe based on downscaled global climate runs with adjusted SST and sea ice cover. In *Renewable Energy* . 2012. Vol. 44, p. 398–405.

189. MARTINEZ, A. - IGLESIAS, G. Wind resource evolution in Europe under different scenarios of climate change characterised by the novel Shared Socioeconomic Pathways. In *Energy Conversion and Management* . 2021. Vol. 234, no. March, p. 113961.

190. AKHTAR, N. et al. Accelerating deployment of offshore wind energy alter wind climate and reduce future power generation potentials. In *Scientific Reports [interaktyvus]*. 2021. Vol. 11, no. 1, p. 1–12. Prieiga per internetą: <https://doi.org/10.1038/s41598-021-91283-3>

MOKSLINIŲ PUBLIKACIJŲ DISERTACIJOS TEMA SĄRAŠAS STRAIPSNIAI

„Clarivate Analytics Web of Science“ referuojamuose leidiniuose

- 1) Jankevičienė J., Kanapickas A. Projected Wind Energy Maximum Potential in Lithuania In: Applied sciences. Basel: MDPI, 2023, Vol. 13, Iss. 1, 364, p. 1-15. ISSN 2076-3417.
- 2) Jankevičienė J., Kanapickas A. Projected Near-Surface Wind Speed Trends in Lithuania In: Energies. Basel: MDPI, 2021, Vol. 14, 5425, p. 1-13. ISSN 1996-1073.

Straipsniai mokslo leidiniuose, registruotuose tarptautinėse mokslinės informacijos duomenų bazėse

- 1) Jankevičienė J., Kanapickas A.. Impact of Climate Change on Wind Potential in Lithuania Territory In: Environmental and Climate Technologies. Warsaw: Sciendo, 2022, Vol. 26, Iss. 1, p. 1-11. Scopus. ISSN 1691-5208, eISSN 2255-8837.

Konferencijų pranešimų medžiagoje

- 1) Jankevičienė J., Kanapickas A. Observed and projected trends of near-surface wind speed in Lithuania for energy applications In: The 17th International Conference of Young Scientists on Energy and Natural Sciences Issues (CYSENI 2021) Kaunas, Lithuania, May 24-28, 2021. Kaunas: Lietuvos energetikos institutas, 2021, p. 16-17. ISSN 1822-7554.
- 2) Jankevičienė J., Kanapickas A. Projected wind energy maximum potential in Lithuania In: CYSENI 2022: 18th international conference of young scientists on energy and natural sciences issues, 24-27 May 2022, Kaunas, Lithuania. Kaunas: Lithuanian Energy Institute, 2022, p. 24-26. ISSN 2783-6339.
- 3) Jankevičienė J. The impact of climate change and urbanization on wind energy In: CYSENI 2023: 19th international conference of young scientists on energy and natural sciences issues, 23-26 May 2023, Kaunas, Lithuania. Kaunas: Lithuanian Energy Institute, 2023. ISSN 2783-6339.
- 4) Jankevičienė J., Kanapickas A. Wind power generation efficiency in Lithuania and its susceptibility to the effects of climate change and urban development. In: Modern Movement of Science: Proceedings of the 15th International Scientific and Practical Internet Conference, October 19-20, 2023, Dnipro, Ukraine. ISBN 978-617-8293-09-3.

PADĖKA

Pirmiausiai dėkoju moksliniam vadovui dr. Arvydui Kanapickui už vadovavimą, vertingus patarimus ir pagalbą rengiant disertaciją.

Dėkoju disertacijos recenzentams dr. Valdui Girdauskui ir dr. Egidijui Urbonavičiui už vertingas pastabas ir komentarus.

Taip pat dėkoju studijų administratorei Jolantai Kazakevičienei už nuoširdžią pagalbą sprendžiant su doktorantūros studijomis susijusius klausimus ir palaikymą.

Pabaigoje norėčiau padėkoti savo vyrui Erikui ir mamai už kantrybę, palaikymą ir supratingumą.

ACKNOWLEDGEMENTS

First, I would like to thank my supervisor, Dr. Arvydas Kanapickas, for his guidance, valuable advice, and help in preparing my thesis.

I would like to thank the dissertation reviewers, Dr. Valdas Girdauskas and Dr. Egidijus Urbonavičius, for their valuable comments and remarks.

Also, I would like to thank the study administrator, Jolanta Kazakevičienė, for her sincere help and support in solving issues related to my PhD studies.

Finally, I would like to thank my husband, Erikas and my mother for their patience, support and understanding.

UDK 621.311.245+621.548+551.583](043.3)

SL344. 2021-**-*, * leidyb. apsk. I. Tiražas 14 egz. Užsakymas *

Išleido Kauno technologijos universitetas, K. Donelaičio g. 73, 44249 Kaunas
Spausdino leidyklos „Technologija“ spaustuvė, Studentų g. 54, 51424 Kaunas