

УНИВЕРЗИТЕТ У БЕОГРАДУ  
ЕЛЕКТРОТЕХНИЧКИ ФАКУЛТЕТ

Ана М. Петровић

**ОПТИМАЛНО ПЛАНИРАЊЕ  
ЕЛЕКТРОЕНЕРГЕТСКЕ ИНФРАСТРУКТУРЕ  
ВЕТРОЕЛЕКТРАНА ВЕЛИКИХ СНАГА**

докторска дисертација

Београд, 2022

UNIVERSITY OF BELGRADE  
SCHOOL OF ELECTRICAL ENGINEERING

Ana M. Petrović

**OPTIMAL PLANNING OF ELECTRICAL  
INFRASTRUCTURE OF LARGE WIND POWER  
PLANTS**

Doctoral Dissertation

Belgrade, 2022

## **ПОДАЦИ О МЕНТОРУ И ЧЛАНОВИМА КОМИСИЈЕ**

### **Ментор:**

Др Жељко Ђуришић, ванредни професор  
(Универзитет у Београду, Електротехнички факултет)

### **Чланови комисије:**

Датум усмене одбране: \_\_\_\_\_

## *Захвалница*

*Захваљујем се ментору, професору др Жељку Ђуришићу, на подрици током читавих докторских студија, као и на корисним саветима и помоћи током израде докторске дисертације.*

*За реализацију физичког модела захваљујем се свом оцу, Милошу Ђорђевићу.*

## ОПТИМАЛНО ПЛАНИРАЊЕ ЕЛЕКТРОЕНЕРГЕТСКЕ ИНФРАСТРУКТУРЕ ВЕТРОЕЛЕКТРАНА ВЕЛИКИХ СНАГА

### Резиме:

Предмет истраживања докторске дисертације је развој математичких модела за унапређење економских и техничких услова планирања и изградње ветроелектране. Основни доприноси су следећи:

#### 1. *Развијен је математички модел за оптимизацију избора ветроагрегата.*

У дисертацији је развијен математички модел за оптимизацију избора ветроагрегата за познату статистику ветра. Основни елементи при оптимизацији избора ветроагрегата су: висина стуба, пречник ветротурбине и називна снага ветрогенератора. Модел врши варијацију кључних параметара и прорачун укупних актуелизованих трошкова ветроагрегата, као и годишње производње електричне енергије. У наведеном оптимизационом проблему постоје техничка ограничења у погледу минималних и максималних вредности параметара које намеће сам произвођач опреме, а може уважити и ограничења која намеће локација на којој се планира изградња ветроелектране. Модел је базиран на генетском алгоритму који након одређеног броја итерација долази до оптималних резултата који задовољавају функцију циља и задата ограничења. Развијени алгоритам и математички модел имају општи карактер тј. применљиви су за оптимизацију избора ветроагрегата за локације са различитим параметрима ветра. Применом модела обезбеђује се оптимално искоришћење потенцијала ветра на одређеној локацији, а тиме и већи профит власнику ветроелектране. Као улазни подаци користе се параметри Вејбулове статистике ветра и висински коефицијент смицања ветра. На конкретним примерима ветроелектрана на локацијама са различитим параметрима Вејбулове статистике ветра демонстрирана је практична употребљивост предложеног математичког модела.

#### 2. *Развијен је математички модел за прорачун оптималне површине попречног пресека проводника у интерној кабловској мрежи ветроелектране.*

Како просторни распоред ветроагрегата у ветроелектранама велике снаге карактерише релативно велика међусобна удаљеност, дужина кабловске колекторске мреже може бити неколико десетина, па и стотина километара, те су губици електричне енергије у њој значајни. Коришћење већих пресека каблова у односу на техничке захтеве је често оправдано и може обезбедити значајно повећање ефикасности, као и боље енергетске показатеље електране. Модел развијен у дисертацији врши прорачун оптималног пресека кабла на који је прикључен произвољан број ветроагрегата, кроз оптимизацију односа инвестиционих и експлоатационих трошкова тј. трошкова услед губитака по јединици дужине кабла. С обзиром на то да се инвестициони трошкови издвајају на почетку, односно у фази изградње ветроелектране, а трошкови услед губитака се генеришу током експлоатације, врши се актуелизација трошкова, односно користи се динамички економски модел. Предност представљеног модела је што су прорачуни оптималне топологије и пресека каблова распрегнути, односно могу се решавати одвојено. Применом развијеног модела у планерској фази развоја пројекта ветроелектране може се оптимизовати сваки од фидера на који је прикључен произвољан број ветроагрегата. На конкретном примеру ветроелектране у Банату показано је да се оптималним избором пресека каблова могу значајно смањити трошкови производње, односно повећати укупан профит током животног века ветроелектране.

#### 3. *Развијен је математички модел за избор оптималног напонског нивоа и оптималне тачке прикључења ветроелектрана великих снага на преносну мрежу.*

Избор оптималне тачке прикључења ветроелектране на преносну мрежу представља захтеван задатак који мора обухватити бројне факторе. У великом броју случајева у погледу прикључења ветроелектране на преносну мрежу постоје конкурентне тачке прикључења, па се поставља питање избора оптималне тачке у којој ће ветроелектрана бити прикључена и

пласирати произведену електричну енергију током експлоатације. Потенцијалне тачке прикључења могу се разликовати по удаљености, али и у погледу напонског нивоа, па се избор тачке прикључења проширује и на избор напонског нивоа на који ће бити прикључена ветроелектрана.

Развијени модел врши прорачун укупних актуелизованих инвестиционих и експлоатационих трошкова прикључења на преносну мрежу, у функцији удаљености од прикључне тачке. Поред трошкова одржавања, у експлоатационе трошкове су сврстани и трошкови неиспоручене електричне енергије услед нерасположивости мреже. Оптималан напонски ниво и оптимална тачка прикључења одређени су прорачуном критичних удаљености конкурентних прикључних тачака ветроелектране одређене инсталисане снаге, за које су трошкови прикључења једнаки. Развијени математички модел омогућава операторима преносног система, као и инвеститорима, да оптимално сагледају и планирају прикључење ветроелектране на преносну мрежу. На примеру реалног инжењерског проблема прикључења ветроелектране Чибук 1 у јужном Банату демонстрирана је практична употребљивост развијеног математичког модела.

#### ***4. Развијен је лабораторијски модел темељног уземљивача ветроагрегата за експериментално одређивање карактеристика уземљивача ветроагрегата.***

Нарочита пажња у току изградње ветроелектране посвећује се пројектовању уземљивачког система. У кабловском рову заједно са енергетским кабловима полажу се бакарна ужад која повезују темељне уземљиваче ветроагрегата. Темелни уземљивач ветроагрегата изводи се полагањем уземљивача у бетонски темељ, лоциран под површином земље, у облику затворених контура (прстенова) од бакарних трака које се спајају са арматуром у темељу. Електрична својства оваквог уземљивача су одређена геометријом уземљивача, карактеристикама бетона, арматуре, саставом тла и стањем тла (доминантно садржајем влаге). Због своје сложене конструкције, темелни уземљивач ветроагрегата је веома тешко математички моделовати. Ради одређивања карактеристика уземљивача које су од значаја за његово димензионисање развијен је физички модел темељног уземљивача ветроагрегата, који представља еквивалент реалном моделу уземљивача комерцијалног произвођача. Уземљивач је положен у тло чије су карактеристике у погледу електричне проводности вариране. Анализирани су резултати добијени мерењима на умањеном моделу уземљивача.

**Кључне речи:** електроенергетска инфраструктура, ветроелектрана, оптимизација, ветроагрегат, интерна кабловска мрежа, прикључна тачка.

**Научна област:** Техничке науке – Електротехника

**Ужа научна област:** Електроенергетски системи

**УДК:**

## OPTIMAL PLANNING OF ELECTRIC INFRASTRUCTURE OF LARGE WIND POWER PLANTS

### Abstract:

The subject of the doctoral dissertation is development of mathematical models for the improvement of economic and technical conditions of planning and construction of wind farms. The main contributions are the following:

1. *A mathematical model for optimal wind turbine selection has been developed.*

In the dissertation, a mathematical model for optimal wind turbine selection, for known wind statistics, was developed. The main elements for wind turbine optimization are: the hub height, the wind turbine diameter, and the wind turbine rated power. The model varies key parameters and calculates the total wind turbine actualization costs, as well as the annual electricity production. In the mentioned optimization problem, there are technical limitations regarding the minimum and maximum values of parameters imposed by the equipment manufacturer. The model is based on a genetic algorithm which, after a certain number of iterations, leads to optimal results that satisfy both, the optimisation function and the given constraints. The developed algorithm and mathematical model have a general character i.e. can be used to optimize WT selection for locations with different wind parameters. The application of the model ensures optimal use of wind potential at a certain location, and also provides a higher profit to the owner of the wind farm. The parameters of the Weibull wind statistics and the wind shear coefficient are used as input data. The practical applicability of the proposed mathematical model was demonstrated on specific examples of WPPs at locations with different Weibull parameters.

2. *A mathematical model for the calculation of the optimal cross-section of cables of the wind farm internal cable network has been developed.*

As the spatial arrangement of wind turbines in wind farms is characterized by a relatively large distance from each other, the length of the cable collector network can be several tens or even hundreds of kilometers, so electricity losses are significant. The use of larger cable cross-sections in relation to technical requirements is often justified, and can provide a significant increase in efficiency and better energy performance of the power plant. The model developed in the dissertation calculates the optimal cable cross-section to which an arbitrary number of wind turbines is connected, through the optimization of the ratio of investment and operating costs, i.e. costs due to losses per unit length of cable. Considering that investment costs are segregated at the beginning i.e. in the phase of wind power plant construction, and the costs of losses are generated during operation in each year, the costs are actualized i.e. a dynamic economic model is used. The advantage of the presented model is that the calculations of the optimal topology and cable cross-section are decoupled i.e. they can be solved separately. By applying the developed model in the planning phase of the wind power plant project, each of the connection feeders to which an arbitrary number of WTs are connected can be optimized. On specific example of wind power plant in Banat region is shown that the optimal choice of cable cross-section can significantly reduce production costs, i.e. increase the total profit during the lifetime of the wind farm.

3. *A mathematical model for the selection of the optimal voltage level and the optimal point of connection of large wind power plants to the transmission network has been developed.*

The selection of the optimal wind farm connection point is a demanding task that must include many parameters. In many cases of connecting a wind farm to the transmission network there are competing connection points, so the question is how to choose the optimal point at which wind farm will be connected and deliver the produced energy during operation. Potential connection points can differ in distance, but also in terms of voltage level, so the choice of connection point is extended in terms of choosing the voltage level to which the wind farm will be connected.

The developed model calculates the total actualized investment and operating costs of connection to the transmission network, as a function of the distance from the connection point. In

addition to maintenance costs, operating costs also include the costs of undelivered electricity due to the unavailability of the network. The optimal voltage level and the optimal connection point are determined by calculating the critical distances of competing connection points for wind power plant of a certain rated power, for which the connection costs are equal. The developed mathematical model enables transmission system operators, as well as investors, to optimally consider and plan the connection of wind power plants to the transmission network. The practical applicability of the proposed mathematical model is demonstrated on the example of a real engineering problem of connecting the WPP Čibuk 1, located in South Banar region.

**4. *A laboratory model of the wind turbine grounding has been developed for the experimental determination of the grounding system characteristics.***

During the construction of the wind power plant, special attention is given to the design of the earthing system. Copper ropes are laid in the cable trench together with the power cables, which connect the basic earthing conductors of the wind turbine. The basic earthing of the wind turbine is performed by laying the earthing in a concrete foundation, located below the ground surface, in form of closed contours (rings) of copper strips that are connected to the reinforcement in the foundation. The electrical properties of such an earthing system are determined by the earthing conductor geometry, concrete characteristics, reinforcement characteristics, soil composition and soil condition (dominantly moisture content). Due to its complex construction, the grounding of the wind turbine is very difficult to model mathematically. In order to determine the characteristics of the earthing system that are important for its sizing, a physical model of the wind turbine earthing system has been developed, which is equivalent to the real model of the earthing system of a commercial manufacturer. The grounding conductor is laid in the ground whose characteristics in terms of electrical conductivity vary. The results obtained by measurements on a scale model of the earthing system were analyzed.

**Keywords:** electricity infrastructure, wind farm, optimization, wind turbine, internal cable network, connection point.

**Scientific field:** Technical science – Electrical engineering

**Scientific subfield:** Power systems

**UDK:**



## САДРЖАЈ

<b>1. УВОД</b>	<b>1</b>
<b>2. ПРЕГЛЕД СТАЊА И ПРОГНОЗЕ РАЗВОЈА ВЕТРОЕНЕРГЕТИКЕ</b>	<b>4</b>
<b>3. КОНЦЕПТ ПОВЕЗИВАЊА ВЕТРОЕЛЕКТРАНЕ НА ЕЕС</b>	<b>7</b>
3.1. ТОПОЛОГИЈА ЕЛЕКТРОЕНЕРГЕТСКЕ ИНФРАСТРУКТУРЕ ВЕТРОЕЛЕКТРАНЕ	7
3.1.1. ВЕТРОАГРЕГАТИ	9
3.1.2. ИНТЕРНА КАБЛОВСКА МРЕЖА ВЕТРОЕЛЕКТРАНЕ	12
3.1.3. ТРАНСФОРМАТОРСКА СТАНИЦА	14
3.1.4. УЗЕМЉИВАЧКА МРЕЖА ВЕТРОЕЛЕКТРАНЕ	15
3.2. ТЕХНИЧКИ КРИТЕРИЈУМИ ЗА ПРИКЉУЧЕЊЕ ВЕТРОЕЛЕКТРАНЕ НА ПРЕНОСНУ МРЕЖУ	16
3.2.1. СТАБИЛНОСТ РАДА ВЕТРОЕЛЕКТРАНЕ ПРИ КВАРУ У ПРИКЉУЧНОЈ МРЕЖИ	16
3.2.2. РАДНИ ОПСЕГ НАПОНА И ФРЕКВЕНЦИЈЕ	16
3.2.3. КОНТРОЛА РЕАКТИВНЕ СНАГЕ	17
3.2.4. КОНТРОЛА АКТИВНЕ СНАГЕ	18
3.2.5. ДОЗВОЉЕНИ НИВО ФЛИКЕРА	19
3.2.6. ДОЗВОЉЕНИ НИВО ВИШИХ ХАРМОНИКА	19
<b>4. ЕКОНОМИЈА ВЕТРОЕЛЕКТРАНА</b>	<b>21</b>
4.1. Увод	21
4.2. СТРУКТУРА ТРОШКОВА ВЕТРОЕЛЕКТРАНЕ	22
4.3. СВЕДЕНИ ТРОШКОВИ ПРОИЗВОДЊЕ ЕЛЕКТРИЧНЕ ЕНЕРГИЈЕ	24
<b>5. ОПТИМАЛАН ИЗБОР ВЕТРОАГРЕГАТА</b>	<b>26</b>
5.1. Увод	26
5.2. МАТЕМАТИЧКИ МОДЕЛИ	28
5.2.1. РАСПОДЕЛА БРЗИНА ВЕТРА	28
5.2.2. ВИСИНСКИ ПРОФИЛ БРЗИНЕ ВЕТРА	29
5.2.3. КРИВА СНАГЕ ВЕТРОТУРБИНЕ	30
5.2.4. МОДЕЛ ЗА ПРОРАЧУН ПРОИЗВОДЊЕ ЕЛЕКТРИЧНЕ ЕНЕРГИЈЕ	33
5.2.5. МОДЕЛ ЗА ПРОРАЧУН ТРОШКОВА ВЕТРОАГРЕГАТА	34
5.2.5.1 <i>Инвестициони трошкови ветроагрегата</i>	34
5.2.5.2 <i>Оперативни и трошкови одржавања ветроагрегата</i>	35
5.2.6. МОДЕЛ ЗА ПРОРАЧУН СВЕДЕНИХ ТРОШКОВА ПРОИЗВОДЊЕ ЕЛЕКТРИЧНЕ ЕНЕРГИЈЕ	36
5.3. ГЕНЕТИСКИ АЛГОРИТАМ КАО ОПТИМИЗАЦИОНИ АЛАТ	36
5.4. ОПТИМИЗАЦИОНА ФУНКЦИЈА	40
5.4.1. ОГРАНИЧЕЊА	40
5.5. АЛГОРИТАМ ЗА ПРОНАЛАЖЕЊЕ ОПТИМАЛНОГ РЕШЕЊА	41
5.6. ПРИМЕР ПРИМЕНЕ – ПРОРАЧУН ОПТИМАЛНОГ ВЕТРОАГРЕГАТА НА ЛОКАЦИЈИ БАВАНИШТЕ У ЈУЖНОМ БАНАТУ	42
5.6.1. УТИЦАЈ ВИСИНЕ СТУБА НА ПРОИЗВОДЊУ ВЕТРОАГРЕГАТА	42
5.6.2. УТИЦАЈ ПРЕЧНИКА РОТОРА НА ПРОИЗВОДЊУ ВЕТРОАГРЕГАТА	44
5.6.3. УТИЦАЈ НАЗИВНЕ СНАГЕ ВЕТРОАГРЕГАТА НА ГОДИШЊУ ПРОИЗВОДЊУ ЕЛЕКТРИЧНЕ ЕНЕРГИЈЕ	45
5.6.4. ОПТИМАЛНИ ПАРАМЕТРИ ВЕТРОАГРЕГАТА НА ЛОКАЦИЈАМА СА РАЗЛИЧИТИМ УСЛОВИМА ВЕТРА	46
5.7. РЕЗУЛТАТИ АНАЛИЗА	47
5.7.1. ЛОКАЦИЈА СА УМЕРЕНИМ ПОТЕНЦИЈАЛОМ ВЕТРА	47
5.7.2. ЛОКАЦИЈА СА СЛАБИМ ПОТЕНЦИЈАЛОМ ЕНЕРГИЈЕ ВЕТРА	52
5.7.3. ЛОКАЦИЈА СА ВИСОКИМ ПОТЕНЦИЈАЛОМ ЕНЕРГИЈЕ ВЕТРА	54
5.8. УПОРЕДНА АНАЛИЗА РЕЗУЛТАТА ДОБИЈЕНИХ ПРИМЕНОМ РАЗЛИЧИТИХ ОПТИМИЗАЦИОНИХ АЛГОРИТАМА	56

---

5.8.1.	ОПТИМИЗАЦИЈА ПАРАМЕТАРА ВЕТРОАГРЕГАТА ПРИМЕНОМ АЛГОРИТМА ПРЕТРАГЕ УЗОРКА	56
5.8.2.	ОПТИМИЗАЦИЈА ПАРАМЕТАРА ВЕТРОАГРЕГАТА ПРИМЕНОМ МИНИМАКС ОПТИМИЗАЦИОНОГ АЛГОРИТМА	57
5.8.3.	КОМПАРАТИВНА АНАЛИЗА РЕЗУЛТАТА	60
5.9.	УТИЦАЈ УЛАЗНИХ ПАРАМЕТАРА НА ВРЕДНОСТ ОПТИМАЛНИХ ПАРАМЕТАРА И СВЕДЕНЕ ТРОШКОВЕ ПРОИЗВОДЊЕ ЕЛЕКТРИЧНЕ ЕНЕРГИЈЕ	60
5.10.	ЗАКЉУЧНА РАЗМАТРАЊА	63
<b>6.</b>	<b><u>ОПТИМАЛАН ИЗБОР ПРЕСЕКА КАБЛА У ИНТЕРНОЈ КАБЛОВСКОЈ МРЕЖИ ВЕТРОЕЛЕКТРАНЕ</u></b>	<b>65</b>
6.1.	Увод	65
6.2.	МЕТОДОЛОГИЈА ЗА ПРОРАЧУН ОПТИМАЛНОГ ПРЕСЕКА КАБЛА	67
6.2.1.	ОПТИМИЗАЦИОНА ФУНКЦИЈА	69
6.2.2.	ОГРАНИЧЕЊА	70
6.2.3.	АЛГОРИТАМ ЗА РЕШАВАЊЕ ОПТИМИЗАЦИОНОГ ПРОБЛЕМА	72
6.3.	ПРИМЕР ПРИМЕНЕ	74
6.3.1.	ПРОРАЧУН ХИСТОГРАМА СНАГЕ ПРОИЗВОДЊЕ	74
6.3.2.	ПРОРАЧУН ЕКОНОМСКИХ ПРЕСЕКА КАБЛОВА	76
6.3.3.	ПРОРАЧУН ОПТИМАЛНИХ ПРЕСЕКА КАБЛОВА	81
6.3.4.	ПРОРАЧУН ТЕХНИЧКИХ ПРЕСЕКА КАБЛОВА	81
6.3.5.	АНАЛИЗА ЕКОНОМСКЕ ИСПЛАТИВОСТИ	82
6.4.	УТИЦАЈ МАТЕРИЈАЛА ПРОВОДНИКА НА ИЗБОР ОПТИМАЛНОГ ПРЕСЕКА КАБЛА	84
6.5.	УТИЦАЈ НАПОНСКОГ НИВОА НА ИЗБОР ОПТИМАЛНОГ ПРЕСЕКА КАБЛА	87
6.6.	РАДИЈАЛНИ КОНЦЕПТ СА ПОВРАТНИМ ПРОВОДНИКОМ	90
6.7.	ЗАКЉУЧНА РАЗМАТРАЊА	92
<b>7.</b>	<b><u>ОПТИМАЛАН ИЗБОР НАПОНСКОГ НИВОА И ТАЧКЕ ПРИКЉУЧЕЊА ВЕТРОЕЛЕКТРАНА ВЕЛИКИХ СНАГА НА ПРЕНОСНУ МРЕЖУ</u></b>	<b>94</b>
7.1.	Увод	94
7.2.	МОДЕЛ ЗА ПРОРАЧУН ТРОШКОВА ПРИКЉУЧЕЊА ВЕТРОЕЛЕКТРАНЕ	96
7.2.1.	ИНВЕСТИЦИОНИ ТРОШКОВИ	96
7.2.2.	ЕКСПЛОАТАЦИОНИ ТРОШКОВИ	97
7.3.	МАТЕМАТИЧКИ МОДЕЛ ЗА ПРОРАЧУН КРИТИЧНИХ УДАЉЕНОСТИ КОНКУРЕНТНИХ ТАЧАКА ПРИКЉУЧЕЊА ВЕТРОЕЛЕКТРАНЕ	97
7.4.	ОГРАНИЧЕЊА	99
7.5.	АЛГОРИТАМ ЗА ПРОНАЈАЖЕЊЕ РЕШЕЊА ОПТИМИЗАЦИОНЕ ФУНКЦИЈЕ	101
7.6.	СЛУЧАЈ ПРИКЉУЧЕЊА ВЕТРОЕЛЕКТРАНЕ ЧИБУК 1	103
7.7.	РЕЗУЛТАТИ АНАЛИЗА	103
7.7.1.	КОМПАРАТИВНА АНАЛИЗА УЗУРПАЦИЈЕ ЗЕМЉИШТА	104
7.7.2.	КОМПАРАТИВНА АНАЛИЗА ТРОШКОВА ПРИКЉУЧНОГ РАЗВОДНОГ ПОСТРОЈЕЊА И ТС-Е	104
7.7.3.	КОМПАРАТИВНА АНАЛИЗА ТРОШКОВА ПРИКЉУЧНОГ ДАЛЕКОВОДА	109
7.8.	ПРОРАЧУН УСЛОВА КОНКУРЕНТНОСТИ ПРИКЉУЧЕЊА ВЕТРОЕЛЕКТРАНЕ НА РАЗЛИЧИТЕ НАПОНСКЕ НИВОЕ	112
7.9.	ЗАКЉУЧНА РАЗМАТРАЊА	113
<b>8.</b>	<b><u>ЕКСПЕРИМЕНТАЛНО МОДЕЛОВАЊЕ И АНАЛИЗА ПАРАМЕТАРА ТЕМЕЉНОГ УЗЕМЉИВАЧА ВЕТРОАГРЕГАТА</u></b>	<b>115</b>
8.1.	Увод	115
8.2.	ОСНОВНЕ КАРАКТЕРИСТИКЕ УЗЕМЉИВАЧА ВЕТРОАГРЕГАТА	116
8.3.	ИЗВОЂЕЊЕ ТЕМЕЉНОГ УЗЕМЉИВАЧА ВЕТРОАГРЕГАТА	119
8.4.	ЛАБОРАТОРИЈСКИ МОДЕЛ УЗЕМЉИВАЧА	120

8.5. ОПИС МЕРНОГ СИСТЕМА	122
8.6. МЕРНА АПАРАТУРА	122
8.7. РЕЗУЛТАТИ АНАЛИЗА	123
8.7.1. 1. СЛУЧАЈ	123
8.7.2. 2. СЛУЧАЈ	126
8.7.3. 3. СЛУЧАЈ	127
8.7.4. 4. СЛУЧАЈ	128
8.8. ЗАКЉУЧНА РАЗМАТРАЊА	129
<u>9. ЗАКЉУЧАК</u>	<u>131</u>
<u>ЛИТЕРАТУРА</u>	<u>133</u>
<u>БИОГРАФСКИ ПОДАЦИ О АУТОРУ ДИСЕРТАЦИЈЕ</u>	<u>143</u>
<u>ИЗЈАВА О АУТОРСТВУ</u>	<u>144</u>
<u>ИЗЈАВА О ИСТОВЕТНОСТИ ШТАМПАНЕ И ЕЛЕКТРОНСКЕ ВЕРЗИЈЕ ДОКТОРСКОГ РАДА</u>	<u>145</u>
<u>ИЗЈАВА О КОРИШЋЕЊУ</u>	<u>146</u>

## ЛИСТА СЛИКА

Сл. 2.1: Удео обновљивих извора у новоинсталираним капацитетима за производњу електричне енергије у свету [50].....	4
Сл. 2.2: Тренд раста обновљивих извора енергије у свету [51] .....	5
Сл. 2.3: Прогнозе учешћа различитих извора енергије у укупној производњи електричне енергије до 2050. године [52] .....	5
Сл. 2.4: Глобални новоинсталирани капацитети у ветроелектранама на копну [53].....	6
Сл. 3.1: Пример архитектуре ветроелектране .....	8
Сл. 3.2: Типична архитектура ветроелектране велике снаге.....	9
Сл. 3.3: Функционални склоп модерног ВА [58].....	10
Сл. 3.4: Број новоинсталираних ветротурбина и просечна називна снага ветротурбина у Европи за а) ветроелектране на копну б) ветроелектране на мору [60].....	11
Сл. 3.5: Развој ВА компаније Vestas [61] .....	11
Сл. 3.6: Могуће конфигурације интерне кабловске мреже ветроелектране а) радијална б), ц), д) радијалне конфигурације са повратним проводником е) прстенаста ф) звездаста г) радијални фидери повезани на мултисабирнички прстен.....	13
Сл. 3.7: Диспозиција трансформаторске станице ветроелектране Чибук [64].....	14
Сл. 3.8: Систем уземљења ветроелектране .....	15
Сл. 3.9: Шема уземљивачког система .....	15
Сл. 3.10: Захтевани гранични транзијентни профил напона у тачки прикључења ветроелектране на преносни систем Србије [57].....	16
Сл. 3.11: Погонска карта ВА [66] .....	18
Сл. 4.1: Укупни просечни трошкови ветроелектрана инсталираних на копну на глобалном нивоу [69] .....	21
Сл. 4.2: Структура трошкова ветроелектране на копну [70].....	22
Сл. 4.3: Модел за прорачун сведених трошкова производње електричне енергије.....	24
Сл. 4.4: Развој <i>LCOE</i> ветроелектрана на копну и мору [76].....	24
Сл. 5.1: Крива снаге ВА .....	31
Сл. 5.2: Псеудокод генетског алгорита [119] .....	37
Сл. 5.3: Иницијална популација [120].....	37
Сл. 5.4: Типови јединки унутар популације [120] .....	38
Сл. 5.5: Оператор укрштања.....	38
Сл. 5.6: Оператор мутације.....	39
Сл. 5.7: Изглед популације након 60, 80, 95 и 100 итерација [120] .....	39
Сл. 5.8: Алгоритам за одређивање оптималних параметара .....	41
Сл. 5.9: Крива снаге ветроагрегата Siemens SWT 3,6 MW-130 m.....	43
Сл. 5.10: Вејбулова функција густине расподеле вероватноће јављања брзина ветра на локацији Баваништанско поље, за висину стуба $H=120$ m.....	43
Сл. 5.11: Вејбулова функција густине расподеле вероватноће јављања брзина ветра за различите висине стуба ветроагрегата .....	44
Сл. 5.12: Утицај висине стуба на промену годишње производње ветроагрегата SWT 3,6 MW-130 m на локацији Баваништанско поље .....	44
Сл. 5.13: Криве снаге ветроагрегата истих висина стуба и називних снага, а различитих пречника турбине.....	45
Сл. 5.14: Утицај пречника турбине на промену годишње производње ветроагрегата SWT 3,6 MW-130 m на локацији Баваништанско поље .....	45
Сл. 5.15: Криве снаге ветроагрегата исте висине стуба и пречника турбине, а различите називне снаге.....	46
Сл. 5.16: Утицај називне снаге на производњу ветроагрегата за $D=130$ m, $H=120$ m, на локацији Баваништанско поље.....	46
Сл. 5.17: (а) Варијација вредности фитнес функције са бројем итерација при оптимизацији	

применом ГА-а, (б) средња дисперзија решења .....	48
Сл. 5.18: Утицај (а) висине стуба, (б) пречника турбине (ц) називне снаге ветроагрегата на укупне инвестиционе трошкове и годишњу производњу електричне енергије тест ветроагрегата.....	49
Сл. 5.19: Промена LCOE са променом (а) висине стуба, (б) пречника турбине, (ц) називне снаге ветроагрегата .....	50
Сл. 5.20: (а) Варијација вредности фитнес функције са бројем итерација при оптимизацији применом ГА-а, (б) средња дисперзија решења .....	52
Сл. 5.21: Промена LCOE са променом: (а) висине стуба, (б) пречника турбине, (ц) називне снаге ветроагрегата .....	53
Сл. 5.22: (а) Варијација вредности фитнес функције са бројем итерација при оптимизацији применом ГА-а, (б) средња дисперзија решења .....	54
Сл. 5.23: Промена LCOE са променом: (а) висине стуба, (б) пречника турбине, (ц) називне снаге ветроагрегата .....	55
Сл. 5.24: Пример конвергенције Алгоритмом претраге узорка [123] .....	56
Сл. 5.25: Принцип рада Минимакс оптимизационог алгоритма [124] .....	57
Сл. 5.26: Варијација вредности фитнес функције и средња дисперзија решења са бројем итерација при оптимизацији применом алгоритма претраге узорка за (а) случај 1, (б) случај 2, (ц) случај 3.....	58
Сл. 5.27: Варијација вредности фитнес функције и средња дисперзија решења са бројем итерација при оптимизацији применом минимакс алгоритма за (а) случај 1, (б) случај 2, (ц) случај 3 .....	59
Сл. 5.28: Утицај висинског коефицијента смицања ветра $\alpha$ на вредност оптималних параметара ветроагрегата: (а) висине стуба, (б) пречника турбине, (ц) називне снаге, (д) LCOE.....	62
Сл. 6.1: Типична конфигурација интерне кабловске мреже ветроелектране .....	66
Сл. 6.2: Оптимизациона функција.....	69
Сл. 6.3: Алгоритам за прорачун оптималног пресека кабла .....	73
Сл. 6.4: Крива снаге ветротурбине GE 2.5 MW, $D=120$ m.....	74
Сл. 6.5: Вејбулова функција густине расподеле вероватноће јављања брзина ветра на локацији Баваништанско поље, за $H = 120$ m .....	75
Сл. 6.6: Уређени хистограм трајања снаге производње просечног ветроагрегата у ветроелектрани Баваништанско поље.....	76
Сл. 6.7: Компоненте актуелизованих специфичних трошкова по јединици дужине кабла (€/m) за различите попречне пресеке кабла ХНЕ 49-А на који су прикључена два ветроагрегата GE 120 2,5 MW у ветроелектрани Баваништанско поље .....	77
Сл. 6.8: Укупни актуелизовани трошкови по јединици дужине кабла (€/m) за различите попречне пресеке кабла ХНЕ 49-А на који су прикључена два ветроагрегата GE 120 2,5 MW у ветроелектрани Баваништанско поље .....	78
Сл. 6.9: Компоненте актуелизованих специфичних трошкова по јединици дужине кабла (€/m) за различите попречне пресеке кабла ХНЕ 49-А на који су прикључена а) један б) два ц) три д) четири е) пет ф) шест ветроагрегата GE 120 2.5 MW у ветроелектрани Баваништанско поље.....	79
Сл. 6.10: Укупни специфични трошкови по јединици дужине кабла (€/m) за различите попречне пресеке кабла ХНЕ 49-А на који су прикључена а) један б) два ц) три д) четири е) пет ф) шест ветроагрегата GE 120 2.5 MW у ветроелектрани Баваништанско поље.....	80
Сл. 6.11: Тест ветроелектрана са маркираним (а) оптималним (економским) пресецима каблова, (б) техничким пресецима каблова .....	82
Сл. 6.12: Актуелизовани инвестициони трошкови по јединици дужине кабла (€/m) за различите попречне пресеке кабла ХНЕ 49(-А) на који су прикључена два ветроагрегата GE 120 2.5 MW у ветроелектрани Баваништанско поље .....	85
Сл. 6.13: Актуелизовани експлоатациони трошкови по јединици дужине кабла (€/m) за	

различите попречне пресеке кабла ХНЕ 49(-А) на који су прикључена два ветроагрегата GE 120 2.5 MW у ветроелектрани Баваништанско поље .....	85
Сл. 6.14: Укупни актуелизовани трошкови по јединици дужине кабла (€/m) за различите попречне пресеке кабла ХНЕ 49(-А) на који су прикључена два ветроагрегата GE 120 2.5 MW у ветроелектрани Баваништанско поље .....	86
Сл. 6.15: Однос укупних актуелизованих трошкова по јединици дужине кабла са бакарним (ХНЕ 49) и алуминијумским проводником (ХНЕ 49-А) за различита оптерећења (број ветроагрегата) у ветроелектрани Баваништанско поље .....	87
Сл. 6.16: Актуелизовани инвестициони трошкови по јединици дужине кабла (€/m) за различите попречне пресеке и различите напонске нивое кабла ХНЕ 49-А на који су прикључена два ветроагрегата GE 120 2.5 MW у ветроелектрани Баваништанско поље .....	88
Сл. 6.17: Актуелизовани експлоатациони трошкови по јединици дужине кабла (€/m) за различите попречне пресеке и различите напонске нивое кабла ХНЕ 49-А на који су прикључена два ветроагрегата GE 120 2.5 MW у ветроелектрани Баваништанско поље .....	88
Сл. 6.18: Укупни актуелизовани трошкови по јединици дужине кабла ХНЕ 49-А (€/m) за различите попречне пресеке и различите напонске нивое кабла ХНЕ 49-А на који су прикључена два ветроагрегата GE 120 2.5 MW у ветроелектрани Баваништанско поље .....	89
Сл. 6.19: Радијална топологија средњенапонске мреже са повратним каблом .....	90
Сл. 6.20: Токови снага (струја) у мрежи са повратним каблом .....	90
Сл. 6.21: Тест ветроелектрана са означеним а) техничким пресецима каблова, б) економским пресецима каблова, ц) економским пресецима каблова за решење са повратним водом .....	91
Сл. 7.1: Алгоритам за проналажење оптималног напонског нивоа и тачке прикључења .....	102
Сл. 7.2: Позиција ТС Чибук 1 и постојећих далековада 400 kV, 220 kV И 110 kV који су конкурентни за прикључење ветроелектране Чибук 1 .....	103
Сл. 7.3: Заузета површина за ТС и далековод у функцији растојања ветроелектране од прикључне тачке, за различите напонске нивое прикључне тачке .....	104
Сл. 7.4: Распоред објеката унутар комплекса трафостанице ветроелектране Чибук 1 [177].	105
Сл. 7.5: Једнополна шема прикључног ВН постројења ветроелектране Чибук 1 [177] .....	106
Сл. 7.6: Једнополна шема СН постројења ВЕ Чибук [177] .....	107
Сл. 7.7: Цена прикључне ТС-е KSS за а) ТС 110/35 kV б) ТС 220/35 kV ц) ТС 400/35 kV у функцији називне снаге ветроелектране .....	108
Сл. 7.8: Стубови типа буре а) носећи б) угаоно затезни [177] .....	109
Сл. 7.9: Укупни инвестициони трошкови $K$ у функцији растојања од прикључне тачке за ветроелектрану снаге 100 MW .....	110
Сл. 7.10: Карактеристичан терен на локацији ветроелектране .....	110
Сл. 7.11: Оперативни и трошкови одржавања $E$ у функцији растојања од прикључне тачке за ветроелектрану снаге 100 MW .....	111
Сл. 7.12: Разлика укупних актуелизованих трошкова $T$ (110 kV) и $T$ (400 kV) у функцији растојања од прикључне тачке .....	111
Сл. 7.13: Линије граница конкурентних удаљености РСС 400 kV и РСС 110 kV за различите снаге ветроелектране .....	112
Сл. 7.14: Линије граница конкурентних удаљености РСС 400 kV и РСС 220 kV за различите снаге ветроелектране .....	112
Сл. 7.15: Линије граница конкурентних удаљености РСС 220 kV и РСС 110 kV за различите снаге ветроелектране .....	113
Сл. 8.1: Конфигурације уземљивача ветроагрегата а) типична прстенаста конфигурација..	116
Сл. 8.2: Зависност потенцијала од удаљености од штапног уземљивача, напонски левак уземљивача .....	117
Сл. 8.3: Темелни уземљивач ветроагрегата [185] .....	119
Сл. 8.4: Детаљи извођења темелног уземљивача ветроагрегата [185] .....	120
Сл. 8.5: Темел ветроагрегата SWT 3.6 MW 130 m [186] .....	121
Сл. 8.6: Модел темелног уземљивача ветроагрегата .....	121

Сл. 8.7: Темелј ветроагрегата.....	121
Сл. 8.8: Умањени модел ветроагрегата .....	122
Сл. 8.9: Мерна апаратура.....	122
Сл. 8.10: Мерење специфичног отпора тла .....	123
Сл. 8.11: UI карактеристика за случај $\rho=5194,49 \Omega\text{m}$ .....	124
Сл. 8.12: Расподела потенцијала за уземљивач .....	125
Сл. 8.13: Отпор распрострања уземљивача за случај $\rho=1009 \Omega\text{m}$ .....	126
Сл. 8.14: Отпор распрострања уземљивача за случај $\rho=531 \Omega\text{m}$ .....	127
Сл. 8.15: Отпор распрострања уземљивача за случај $\rho=425 \Omega\text{m}$ .....	128
Сл. 8.16: Расподела потенцијала за уземљивач .....	129

## ЛИСТА ТАБЕЛА

Таб. 3.1: Класе ветротурбина [62] .....	12
Таб. 3.2: Дозвољени ниво одступања напона у тачки прикључења [57] .....	17
Таб. 3.3: Дозвољени ниво одступања фреквенције система [57] .....	17
Таб. 3.4: Дозвољени ниво фликера за ВН мрежу [67] .....	19
Таб. 3.5: Дозвољени ниво виших хармоника напона у тачки прикључења ветроелектране на преносни систем [68] .....	20
Таб. 5.1: Типичне вредности коефицијента $\alpha$ за неколико дефинисаних типова терена .....	30
Таб. 5.2: Функције трошкова елемената ВА [115] .....	35
Таб. 5.3: Минималне и максималне вредности параметара ветроагрегата .....	47
Таб. 5.4: Улазне променљиве ГА-а .....	47
Таб. 5.5: Оптималне вредности параметара .....	48
Таб. 5.6: Компаративна анализа кључних индикатора .....	51
Таб. 5.7: Оптималне вредности параметара .....	52
Таб. 5.8: Оптималне вредности параметара .....	54
Таб. 5.9: Улазне променљиве методе претраге узорака .....	57
Таб. 5.10: Улазне променљиве минимакс алгоритма .....	57
Таб. 5.11: Оптималне вредности параметара добијене применом различитих алгоритама .....	60
Таб. 6.1: Сачинилац промене дозвољеног струјног оптерећења $k_p$ кабловског вода од специфичне топлотне отпорности тла $\rho$ .....	71
Таб. 6.2: Сачинилац промене дозвољеног струјног оптерећења $k_{nc}$ кабловског вода од броја једнако оптерећених каблова $n_c$ положених у рову .....	71
Таб. 6.3: Улазни подаци коришћени за стандардне пресеке кабла ХНЕ 49(-А) .....	76
Таб. 6.4: Укупни актуелизовани трошкови по јединици дужине кабла ХНЕ 49-А (€/m) за различите попречне пресеке и различита оптерећења (број ветроагрегата) кабла у ветроелектрани Баваништанско поље .....	78
Таб. 6.5: Улазни подаци за прорачун термичког напрезања .....	81
Таб. 6.6: Технички пресеци каблова за различита оптерећења (број ветроагрегата) кабла у ветроелектрани Баваништанско поље .....	82
Таб. 6.7: Компаративна анализа кључних економских параметара за анализирана решења ..	83
Таб. 6.8: Компаративна анализа кључних економских параметара за анализирана решења ..	84
Таб. 6.9: Укупни актуелизовани трошкови по јединици дужине кабла ХНЕ 49 (€/m) за различите попречне пресеке и различита оптерећења (број ветроагрегата) кабла у ветроелектрани Баваништанско поље .....	86
Таб. 6.10: Улазни подаци коришћени за стандардне пресеке кабла ХНЕ 49-А .....	87
Таб. 6.11: Укупни актуелизовани трошкови по јединици дужине кабла ХНЕ 49-А, 10 kV (€/m) за различите попречне пресеке и различита оптерећења (број ветроагрегата) кабла у ветроелектрани Баваништанско поље .....	89
Таб. 6.12: Укупни актуелизовани трошкови по јединици дужине кабла ХНЕ 49-А, 20 kV (€/m) за различите попречне пресеке и различита оптерећења (број ветроагрегата) кабла у ветроелектрани Баваништанско поље .....	89
Таб. 6.13: Компаративна анализа кључних економских фактора за анализирана решења .....	91
Таб. 7.1: Трошкови трансформатора .....	106
Таб. 7.2: Трошкови елемената ТС-е .....	107
Таб. 7.3: Трошкови далековода по јединици дужине .....	109
Таб. 8.1: Типичне вредности специфичног отпора за неколико дефинисаних типова тла .....	117
Таб. 8.2: Специфични електрични отпор тла .....	123
Таб. 8.3: Снимљена UI карактеристика за случај $\rho_{tla} = 5194,49 \Omega m$ .....	124
Таб. 8.4: Расподела потенцијала за уземљивач .....	125
Таб. 8.5: Специфични електрични отпор тла .....	126



Таб. 8.6: Снимљена UI карактеристика за случај $\rho=1009 \Omega m$ .....	126
Таб. 8.7: Специфични електрични отпор тла.....	127
Таб. 8.8: Снимљена UI карактеристика за случај $\rho_{tla} = 531,17 \Omega m$ .....	127
Таб. 8.9: Специфични електрични отпор тла.....	128
Таб. 8.10: Снимљена UI карактеристика за случај $\rho_{tla} = 425,45 \Omega m$ .....	128
Таб. 8.11: Расподела потенцијала за уземљивач.....	129

## ЛИСТА СКРАЋЕНИЦА

ОИЕ	-	Обновљиви извори енергије
ЕЕС	-	Електроенергетски систем
ВГ	-	Ветрогенератор
ОПС	-	Оператор преносног система
ВН	-	Високи напон
СН	-	Средњи напон
ТС	-	Трансформаторска станица
СУЕ	-	Систем за управљање ветроелектраном
ПП	-	Прикључно разводно постројење
ГА	-	Генетски алгоритам

## 1. УВОД

Растуће потребе за електричном енергијом и интензиван привредни раст земаља довели су до неопходности коришћења нових извора енергије. Како су климатске промене и глобално загађење тренутно највећи еколошки проблеми, неопходно је уважити негативне утицаје које има производња електричне енергије из различитих извора на животну средину. Фосилна горива, као доминантни примарни извор у глобалној производњи електричне енергије, су означена као један од највећих загађивача животне средине. Осим еколошких проблема производње електричне енергије из фосилних горива, перспектива њиховог коришћења у производњи електричне енергије је ограничена и због чињенице да су резерве ових горива у великој мери исцрпљене, стога је неминовно окретање „чистим” и „одрживим” изворима енергије. Да би се задовољиле повећане потребе за електричном енергијом, уз смањење глобалног загађења, користе се различите технологије обновљивих извора енергије (ОИЕ). Једна од њих је експлоатација енергије ветра коришћењем ветроагрегата. Ветроенергетика је, уз соларну енергетику, област енергетике са највећим трендом развоја у последњих десет година. Захваљујући технолошком напретку и подстицајним мерама, ветроелектране су све конкурентније конвенционалним изворима енергије. Глобално тржиште енергије ветра проширило се за око 93 GW у 2020. години, чиме је ова година била најбоља у историји за светску ветроенергетику, са годишњим растом новоинсталираних капацитета за 53% већим у односу на 2019. годину [1]. Укупна инсталисана снага ветроелектрана у свету до краја 2020. године достигла је 743 GW, што покрива око 7,5 % светских потреба за електричном енергијом [1]. У Европи је инсталирано нових 14,7 GW у 2020. години, од чега 80% у ветроелектранама на копну, док је остатак у ветроелектранама на мору [2]. Тиме су укупни инсталирани капацитети у ветроелектранама у Европи на крају 2020. године износили 219,5 GW, што подмирује око 16% европских потреба за електричном енергијом [3]. Предвиђања су да ће до 2030. године четвртина укупно произведене електричне енергије у Европској Унији бити обезбеђена из ветроелектрана [4]. Прогнозе глобалног развоја енергетике у свим сценаријима уважавају ветроенергетику као једну од главних грана у области производње електричне енергије у будућности. У перспективи се очекује развој великог броја пројеката ветроелектрана великих снага, како на националном, тако и на глобалном нивоу. Са оваквим трендом изградње нових ветроелектрана, проблематика оптималног планирања ветроелектрана је постала веома актуелна [5], [6], [7].

Планирање структуре ветроелектране представља сложен задатак у развоју пројекта ветроелектране. Оптимизациони приступ је неопходан у решавању овог комплексног проблема, посебно код планирања и изградње великих ветроелектрана са значајним бројем ветроагрегата [8], [9]. Оптималним планирањем обезбеђује се оптимално искоришћење потенцијала ветра на циљној локацији, односно минимални трошкови производње електричне енергије. Поред боље профитабилности пројекта, оптимизацијом ветроелектрана побољшава се ефикасност и поузданост читавог система [10], [11]. Стога, проблематика оптимизације ветроелектрана представља изазов не само за инвеститоре (финансијере), већ и за целокупан електроенергетски систем (ЕЕС).

Процес оптимизације електроенергетске структуре ветроелектране је мултидимензионалан тј. зависи од великог броја фактора [12], [13], [14]. Главни задатак у процесу оптимизације је усклађивање инфраструктуре ветроелектране са параметрима ветра на циљној локацији. У том погледу од кључне важности је правилан избор елемената електроенергетске инфраструктуре ветроелектране. Предмет истраживања ове докторске дисертације је развој математичких модела и алгоритама за оптимизацију основних елемената електроенергетске инфраструктуре ветроелектрана великих снага. Топологија електроенергетске инфраструктуре ветроелектране и концепт повезивања ветроелектране на ЕЕС су детаљније обрађени у поглављу 3. Трошкови електроенергетске инфраструктуре ветроелектране представљају значајан део укупних трошкова изградње ветроелектране, стога

се оптимизацијом могу постићи значајне уштеде [15], [16], [17]. Елементи трошкова ветроелектране и показатељи економичности пројекта ветроелектране су детаљније обрађени у поглављу 4. Проблематика оптимизације елемената електроенергетске инфраструктуре ветроелектране представљена је кроз поглавља 5, 6 и 7.

Оптималан избор ветроагрегата је један од кључних задатака у фази планирања и пројектовања ветроелектране [18], [19], [20], [21], [22]. Технологија ветроагрегата је значајно напредовала претходних година, како у погледу дизајна, тако и у погледу јединичне снаге и габарита ветроагрегата. Произвођачи ветроагрегата нуде на тржишту ветроагрегате у широком опсегу висина стубова, пречника ветротурбина и називних снага ветрогенератора (ВГ-а). Из тог разлога се поставља питање избора оптималних параметара ветроагрегата на циљној локацији. Оптималне параметре ветроагрегата треба одабрати тако да се постигне искоришћење енергије ветра уз минималне трошкове, при чему се остаје у оквиру задатих техничких ограничења. Повећањем висине стуба, пречника ветротурбине или називне снаге ветроагрегата може се постићи значајно повећање годишње производње ветроагрегата, али се истовремено повећава и цена ветроагрегата. Да би се утврдило да ли производња оправдава додатну инвестицију, неопходно је извршити детаљну анализу трошкова и користи (*cost-benefit* анализа). Из тог разлога постоји потреба за развојем нових метода и алгоритама за оптимизацију избора ветроагрегата [23], [24], [25]. У поглављу 5 је представљен математички модел за избор оптималних габарита и снаге ветроагрегата на основу познатих параметара Вејбулове статистике ветра и висинског коефицијента смицања ветра. Избором оптималних параметара ветроагрегата обезбеђује се оптимално искоришћење енергетског потенцијала ветра на циљној локацији тј. минимални трошкови производње електричне енергије. За избор оптималних параметара ветроагрегата коришћен је генетски алгоритам. Кључни резултати ових анализа су публиковани у [26].

Због просторне разуђености ветроагрегата унутар ветроелектране, колекторска електроенергетска мрежа је обично дугачка и преко сто километара код ветроелектрана великих снага (>40 MW). Из тог разлога интерна колекторска мрежа ветроелектране представља значајну електроенергетску инфраструктуру која битно утиче на трошкове производње и поузданост пласмана електричне енергије [27], [28], [29]. Колекторска мрежа се обично реализује као кабловска мрежа. С обзиром на укупну дужину кабловске мреже, у њој постоје значајни губици [30]. У традиционалним дистрибутивним мрежама се сматрало да је економски оправдано кабл струјно оптерећивати до његових техничких граница, односно термичке границе. Пресек кабла је одређиван на основу максимално очекиване трајно дозвољене струје кабла и дозвољеног топлотног импулса струје кратког споја, а у случају дугачких фидера ограничење може бити и дозвољена промена напона у интерној кабловској мрежи. Губици обично нису параметар који се уважава приликом избора попречног пресека кабла. У зависности од цене електричне енергије коју пласира ветроелектрана, власнику ветроелектране се често исплати инвестиција у каблове већег попречног пресека, што би за последицу имало мање губитке електричне енергије. Ова чињеница посебно добија на значају узимајући у обзир животни век ветроелектране који је реда 25-30 година. Кумулативни ефекат смањених губитака на овом временском периоду може довести до вишеструког повраћаја инвестиције у већи попречни пресек каблова. Оптимизација интерне кабловске мреже ветроелектране представља актуелну проблематику бројних радова у стручној литератури [31], [32], [33], [34]. У поглављу 6 је презентован математички модел за избор оптималних пресека каблова у интерној мрежи ветроелектране. Најважнији резултати ових анализа су публиковани у [35].

Основни услов за планирање изградње ветроелектране на одређеној локацији је постојање технички искористивог потенцијала енергије ветра. Ветроелектране великих снага су смештене на ветровитим локацијама које су често удаљене од електроенергетске преносне мреже и неколико десетина километара. Из тог разлога, прикључење ветроелектране на преносну мрежу представља битан корак у планирању изградње ветроелектране. Избор

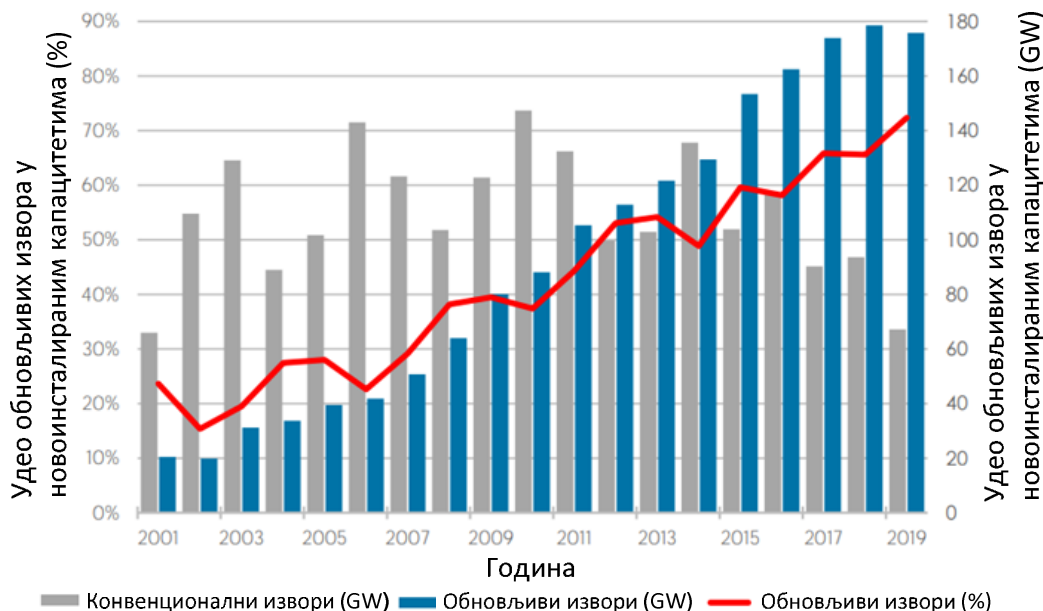
оптималне тачке прикључења ветроелектране мора обухватити бројне анализе: анализу расположивог капацитета мреже у свим потенцијалним тачкама прикључења [36], поузданост пласмана електричне енергије за свако од варијантних решења [37], трошкове изградње прикључног далековода и трансформаторске станице [38], утицај на животну средину, трошкове одржавања и друге техничке, економске и еколошке параметре [39], [40]. У случају када постоје конкурентне тачке прикључења, поставља се питање избора оптималног напонског нивоа и оптималне тачке прикључења.

Ветар, као примарни енергент, се не може складиштити, па свака немогућност пласмана електричне енергије представља губитак прихода са становишта инвеститора. По правилу, нерасположивост мреже је већа за ниже напонске нивое, па је са аспекта поузданости пласмана енергије из ветроелектране погодније прикључити је на виши напонски ниво. Са друге стране, прикључење ветроелектране на виши напонски ниво захтева и веће специфичне инвестиционе и експлоатационе трошкове. Избор оптималне тачке прикључења ветроелектране велике снаге на преносну мрежу треба да укључи све релевантне компоненте трошкова са аспекта власника ветроелектране, као и трошкове оператора преносног система (ОПС-а) услед промене губитака, преносних капацитета, параметара квалитета, стабилности система итд. Избор оптималне тачке прикључења је предмет значајног броја радова у стручној литератури [41], [42], [43], [44], [45]. У поглављу 7 је приказан практичан математички модел за избор оптималног напонског нивоа и оптималне тачке прикључења ветроелектрана великих снага на преносну мрежу, у случају када постоје конкурентне тачке прикључења. Овакви прорачуни имају практичан значај приликом разматрања напонског нивоа на који ће бити прикључена ветроелектрана. Кључни резултати ових анализа су објављени у [46].

Саставни део електроенергетског система ветроелектране је и уземљивачки систем. Добро изведено уземљење је од пресудне важности за комплетан систем заштите објекта. С обзиром на ову битну улогу, потребно је посебну пажњу посветити исправном димензионисању уземљивача ветроагрегата [47], [48], [49]. Димензионисање осталих елемената електроенергетског система ветроелектране, које је анализирано у претходним поглављима, може се веома прецизно извршити применом математичких модела. Са друге стране, експерименталне моделе за ове елементе је веома тешко направити. За уземљивачки систем, због своје специфичности, изузетно је тешко направити прецизан математички модел који се може применити у пракси, док је пожељно и могуће направити експериментални модел. У дисертацији, у поглављу 8, илустрован је поступак експерименталног моделовања уземљивача ветроагрегата. Практично решење уземљивачког система реализовано је коришћењем физичког модела темељног уземљивача ветроагрегата, формираног умањивањем димензија реалног уземљивача одређени број пута. Извршен је прорачун карактеристичних величина уземљивача, које су од значаја за његово димензионисање. На основу резултата прорачуна изведени су одређени закључци који могу имати практични значај.

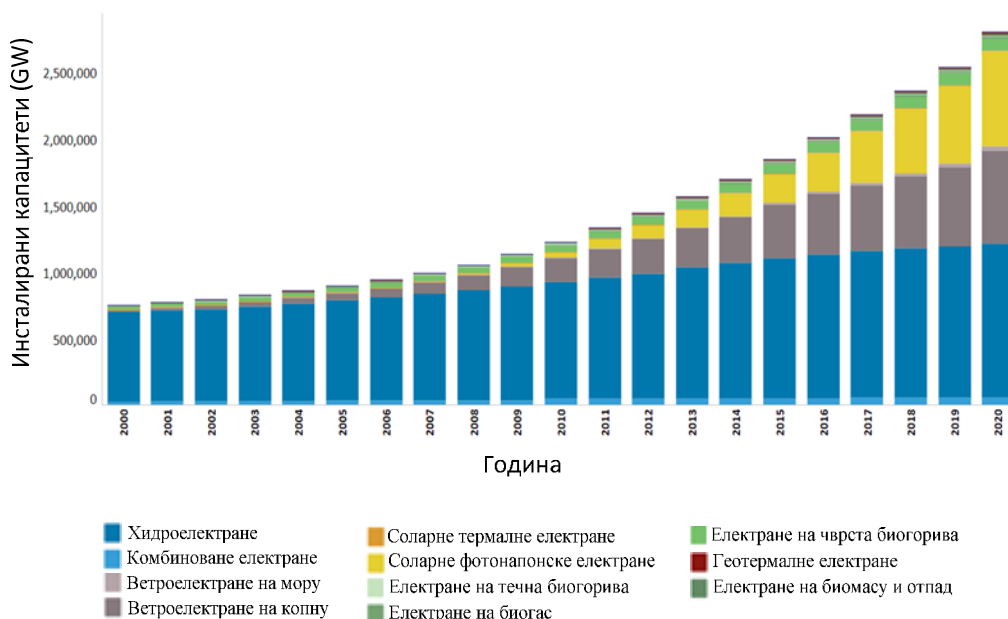
## 2. ПРЕГЛЕД СТАЊА И ПРОГНОЗЕ РАЗВОЈА ВЕТРОЕНЕРГЕТИКЕ

Економски раст и развој заснован на фосилним горивима као примарном извору електричне енергије се све више напушта. Прелаз са фосилних на обновљиве изворе се одвија кроз процес енергетске транзиције. Због значајних регионалних разлика, производни капацитети конвенционалних извора енергије у свету (енергија фосилних горива и нуклеарна енергија) тек последњих година показују благи тренд опадања (сл. 2.1). Са друге стране, производни капацитети обновљивих извора енергије имају константан тренд раста. Удео обновљивих извора у новоинсталираним капацитетима за производњу електричне енергије у свету повећан је са око 25% у 2001. години на око 72% у 2019. години [50].

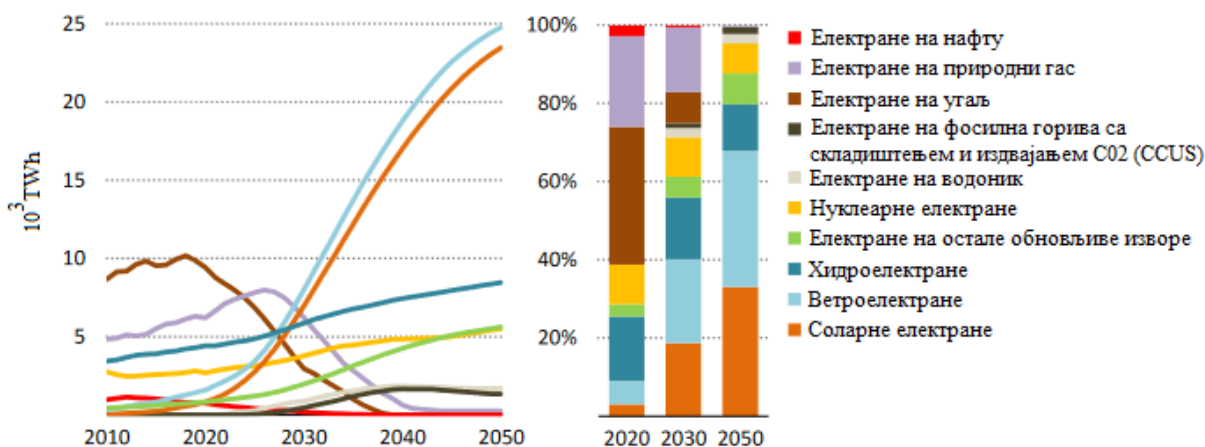


Сл. 2.1: Удео обновљивих извора у новоинсталираним капацитетима за производњу електричне енергије у свету [50]

Учешће различитих извора у укупној производњи електричне енергије из ОИЕ приказано је на сл. 2.2. Највећи раст у последње две деценије, поред соларне, бележи ветроенергетика са годишњом стопом раста од око 20% [51]. Капацитет обновљивих извора повећао се за 260 GW (+ 10,3%) у 2020. години, чиме су укупни производни капацитети из обновљивих извора на крају 2020. године у свету достигли 2 799 GW (сл. 2.2). Соларна и енергија ветра наставиле су да доминирају, заједно чинећи 91% свих новоинсталираних капацитета ОИЕ. Соларна енергија предњачи са 127 GW (+22%), праћена енергијом ветра са 93 GW (+ 18%). Капацитет хидроенергије повећан је за 20 GW (+2%), биоенергије за 2 GW (+2%), док је капацитет геотермалне енергије повећан за 164 MW. Прогнозе учешћа различитих извора енергије у укупној производњи електричне енергије до 2050. године предвиђају раст удела обновљивих извора на око 90% (сл. 2.3) [52]. Глобална производња електричне енергије из обновљивих извора енергије ће се повећати скоро три пута до 2030. и осам пута до 2050. године (сл. 2.3). Енергија ветра и сунца ће предводити у глобалној трансформацији сектора електричне енергије. Производња из ветра и сунца ће достићи преко 23 000 TWh до 2050. године, што је еквивалентно око 90% укупно произведене електричне енергије у свету у 2020. години. Ветроелектране ће до 2050. године чинити више од једне трећине укупне производње електричне енергије.

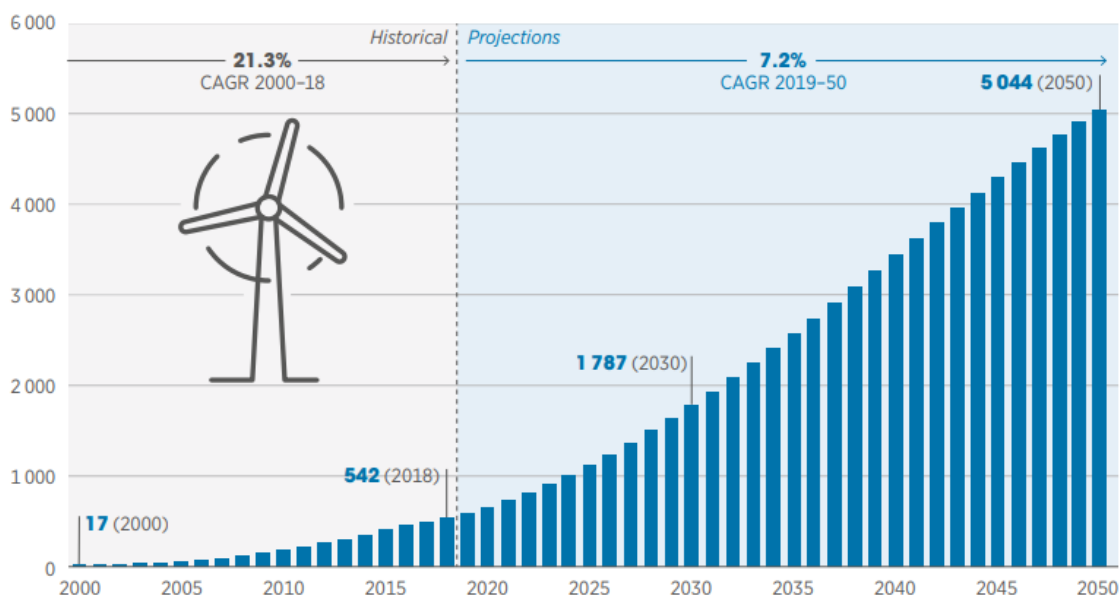


Сл. 2.2: Тренд раста обновљивих извора енергије у свету [51]



Сл. 2.3: Прогнозе учешћа различитих извора енергије у укупној производњи електричне енергије до 2050. године [52]

С обзиром на велику доступност ресурса, тржишни потенцијал и конкурентност трошкова, очекује се да ће ветроелектране на копну бити главни покретач развоја обновљивих извора енергије у неколико региона у свету током наредних деценија. Прогнозе за наредне три деценије предвиђају раст глобалних инсталираних капацитета у ветроелектранама на копну од око 7 % на годишњем нивоу (сл. 2.4) [53]. То подразумева да би укупни инсталирани капацитети у ветроелектранама на копну порасли више него троструко до 2030. (1 787 GW) и скоро десетоструко до 2050. године (5 044 GW), у поређењу са нивоом у 2018. години (542 GW). Поред тога, прогнозирани глобални инсталирани капацитети у ветроелектранама на копну до 2050. године (5 044 GW) представљају само део (5,3%) глобалног потенцијалног ресурса ветра који износи најмање 95 000 GW.



Сл. 2.4: Глобални новинсталирани капацитети у ветроелектранама на копну [53]

Конкуренција на глобалном тржишту ветроагрегата је јака, што приморава произвођаче да непрестано иновирају и стварају све веће и ефикасније ветроагрегате. Од почетка употребе енергије ветра средином осамдесетих година, па до данас, назначена снага и димензије ветроагрегата су се значајно повећали. Средином 80-их, ветроагрегати су имали просечну снагу од око 30 kW и пречник турбине испод 15 m [54]. У 2019. години просечни ВА је имао назначену снагу око 2,75 MW (2,6 MW на копну и близу 5,7 MW на мору) и пречник турбине од око 129 m [54]. Производња већих и ефикаснијих ветроагрегата доноси и нове изазове у областима транспорта, уградње и рада ветроагрегата.

GE Renewable Energy је инсталирао свој први прототип 12 MW Haliade-X, највећи светски ветроагрегат, са висином стуба од 260 m и пречником турбине од 260 m [55]. Највећи комерцијално доступни ветроагрегати у овом тренутку су Vestas V164-9,5 MW са назначеном снагом 9,5 MW и пречником ротора од 164 m и Siemens Gamesa SG 8.0-167 DD са назначеном снагом 8 MW и пречником ротора од 167 m, оба намењена за употребу на мору [56]. Остале компаније које се баве производњом ветроагрегата раде на следећим генерацијама, предвиђајући јединичне капацитете и до 20 MW. Напредак у технологији ВГ-а, примена виших стубова, већих пречника ветротурбина и пораст инсталисане снаге ветроагрегата довели су до повећања фактора капацитета ветроагрегата и изградње великих ветроелектрана са стотинама MW инсталираних капацитета широм света. Велики број нових пројеката су ветроелектране јако великих снага. Очекивано повећање глобалних инсталираних капацитета у ветру током наредних деценија неизбежно намеће бројна техничка питања у вези са оптимизацијом структуре нових ветроелектрана. Осим потенцијала ветра, треба узети у обзир и бројне друге економске и техничке аспекте који ће омогућити оптималан рад ветроелектрана и ефикаснију производњу електричне енергије.



### 3. КОНЦЕПТ ПОВЕЗИВАЊА ВЕТРОЕЛЕКТРАНЕ НА ЕЕС

У зависности од инсталисане снаге, ветроелектране се прикључују на дистрибутивну или преносну мрежу. Ветроелектране великих снага ( $\geq 40$  MW) се прикључују на високонапонску (ВН) преносну мрежу (напонског нивоа 110 kV, или вишег). Улога електроенергетске инфраструктуре ветроелектране је прихватање произведене енергије појединачних ветроагрегата, трансформација на одговарајући напонски ниво и пренос до места повезивања на ЕЕС. Структура електроенергетског система ветроелектране значајно утиче на ефикасност и поузданост читаве ветроелектране, стога оптимизација инфраструктуре ветроелектране представља важан корак при интеграцији ветроелектране у ЕЕС. Оптималним избором карактеристика ветроагрегата постиже се најјефтинија производња електричне енергије из ветра на циљној локацији. Губици у кабловима интерне кабловске мреже ветроелектране представљају чист губитак произведене зелене енергије, стога је питање оптимизације пресека каблова интерне кабловске мреже ветроелектране јако важно за дугорочну финансијску исплативост пројекта ветроелектране. Избором оптималне тачке прикључења обезбеђује се максимални производни капацитет ветроелектране и безбедан рад ветроелектране у преносној мрежи. Са аспекта инвеститора, оптималан избор елемената инфраструктуре обезбеђује већи профит, смањене трошкове одржавања и дужи животни век ветроелектране.

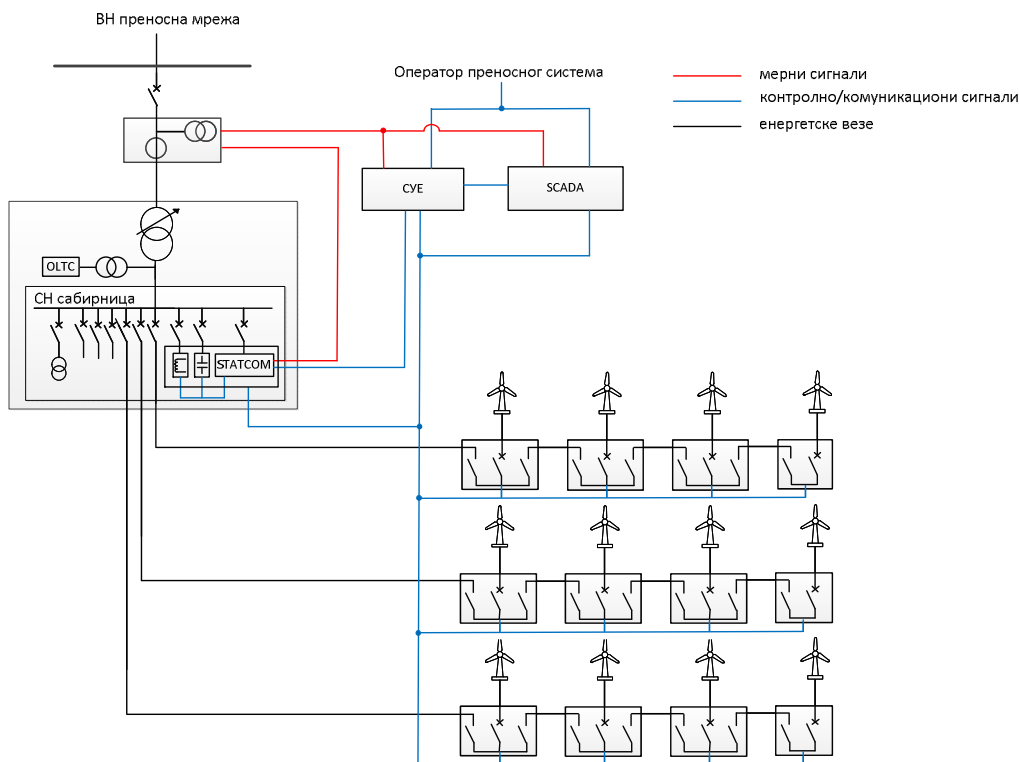
Ефикасна интеграција ветроелектране подразумева поуздано снабдевање потрошача, уз одржавање равнотеже између производње и потрошње. Услед интермитентне природе ветра, прикључење ветроелектране на ЕЕС може довести до нестабилности и проблема са квалитетом електричне енергије (варијације напона, фликери, хармонијска изобличења итд.). Како је брзина изградње нових ветроелектрана значајна, њихов утицај на ЕЕС постаје све израженији. Да би се минимализовао утицај ветроелектране на мрежу, ветроелектрана мора да испуњава низ захтева у тачки прикључења дефинисаних у оквиру мрежних правила (*grid code*), а који се односе на контролу реактивне снаге, контролу активне снаге, напонску контролу, контролу фреквенције, квалитет електричне енергије, одговор на кварове итд [57].

#### 3.1. Топологија електроенергетске инфраструктуре ветроелектране

Структура електроенергетског система ветроелектране је одређена карактеристикама елемената и прикључне мреже, као и критеријумима прикључења на мрежу прописаним од стране ОПС-а. Електроенергетска инфраструктура ветроелектрана великих снага се састоји од следећих кључних елемената:

- Ветроагрегата
- Интерне кабловске мреже
- Трансформаторске станице
- Прикључног далековода
- Уземљивачке мреже

На сл. 3.1 је приказано једно од могућих решења за прикључење ветроелектране које је уобичајено у пракси. Ветроагрегати су груписани у више група (грана) и повезани радијалним кабловским водовима (напонског нивоа од 10 kV до 35 kV) на средњенапонске (СН) сабирнице у трансформаторској станици (ТС). Сваки ветроагрегат има расклопну опрему која се састоји од прекидача, преко којег је ветроагрегат повезан са главним енергетским трансформатором, и једног или више растављача којима се ветроагрегат повезује са суседним ветроагрегатима у колекторској мрежи. Прекидач омогућава да се ветроагрегат одвоји од мреже ради сервисирања, или из других разлога, при чему остали ветроагрегати настављају нормалан рад. Помоћу растављача се изолује деоница кабловске мреже у случају квара.



Сл. 3.1: Пример архитектуре ветроелектране

Сабирнице СН постројења се израђују као једноструке или двоструке. Код једноструких сабирница, сваки квар на сабирницама има за последицу испад целе ветроелектране. Код двоструког система сабирница у случају квара на једном систему, други систем сабирница преузима оптерећење. Из економских разлога, у пракси преовладава решење са једноструким системом сабирница.

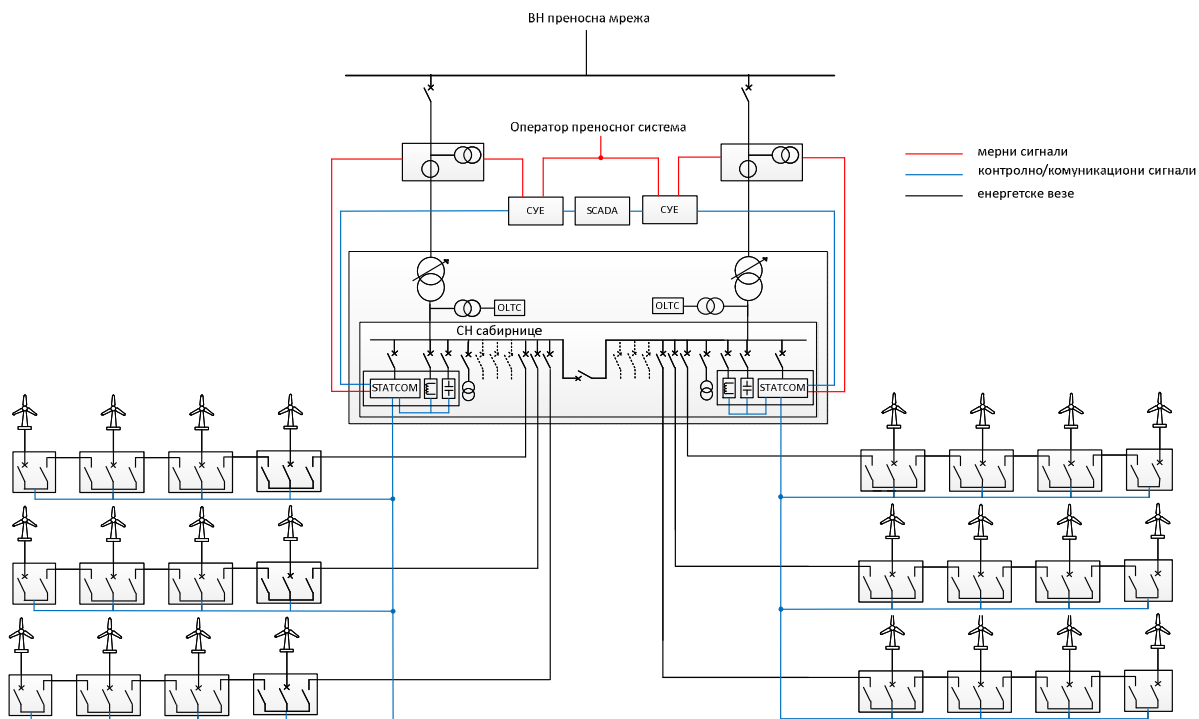
Објекат трансформације гради се у сврху прихватања произведене електричне енергије из ветроелектране на СН нивоу и трансформације на ВН ниво. Код ветроелектрана великих снага, објекат трансформације садржи два или више главних енергетских трансформатора, димензионисаних према снази ветроелектране. Спољни прикључак од трансформатора до преносне мреже се изводи далеководом високог напона. Постоји неколико могућих решења за повезивање са постојећом ВН мрежом: изградњом новог далековода до прикључне ТС-е, прикључењем на постојећи далековод „Т“ везом, или расечањем постојећег далековода и увођењем у ТС-у у склопу ветроелектране по принципу „улаз-излаз“.

На СН сабирницама ТС-е се може инсталирати и опрема за компензацију реактивне снаге како би се повећала расположива реактивна снага ветроелектране и по потреби компензовала реактивна снага коју троши главни трансформатор у склопу ТС-е. Компензационом опремом и ветроагрегатима управља систем за управљање ветроелектране (СУЕ). Компензациона опрема се састоји од STATCOM (*Static Synchronous Compensator*) уређаја и/или додатне опреме (пригушнице и кондензаторске батерије). У приказаној архитектури, STATCOM уређај контролише пригушницу и кондензаторску батерију. Решење са компензацијом реактивне снаге коришћењем додатне опреме зависи од анализе конкретних захтева у тачки прикључења. STATCOM ће се користити када Q-V захтеви у тачки прикључења подразумевају високе динамичке перформансе. У већини случајева STATCOM се инсталира заједно са пригушницом и кондензаторском батеријом, при чему је STATCOM конфигуриран тако да може да их контролише. Ако постоје само кондензаторска батерија и/или пригушница, СУЕ преузима контролу над њима.

Улога CUE је да испуни захтеве ОПС-а у тачки прикључења, и то постиже слањем задатих вредности ветроагрегатима и додатној компензационој опреми, ако она постоји. Састоји се од централног контролера ветроелектране који прослеђује референтне сигнале (захтеване вредности активне и реактивне снаге) контролерима појединачних ветроагрегата, на основу мерења у тачки прикључења ветроелектране. Главни циљ контролера је да врши контролу активне снаге (примарна контрола) и контролу реактивне снаге (секундарна контрола).

SCADA систем (*Supervisory, control and data activation system*) представља примарни интерфејс између оператора ветроелектране и ветроагрегата, који преузима и чува све информације о оперативном стању ветроагрегата и шаље их даље до система за управљање ветроелектране. SCADA обезбеђује информације о статусу ветроагрегата, брзини и смеру ветра, температури, притиску, активној и реактивној снази, фактору снаге, статусу аларма и заштите итд.

На сл. 3.2 је приказано је решење за прикључење ветроелектране које је уобичајено за ветроелектране великих снага. За СН постројење одабран је једноструки систем сабирница подужно секционисан прекидачем, што омогућава лакше одржавање. Трансформаторска станица обично садржи два или више енергетских трансформатора. Уколико не постоји резервни трансформатор, квар на трансформатору може довести до испада дела, или целе ветроелектране, стога је правилан избор трансформатора веома важан. У овој конфигурацији постоје две мерне тачке и два система за управљање, од којих је један главни, а други резервни.



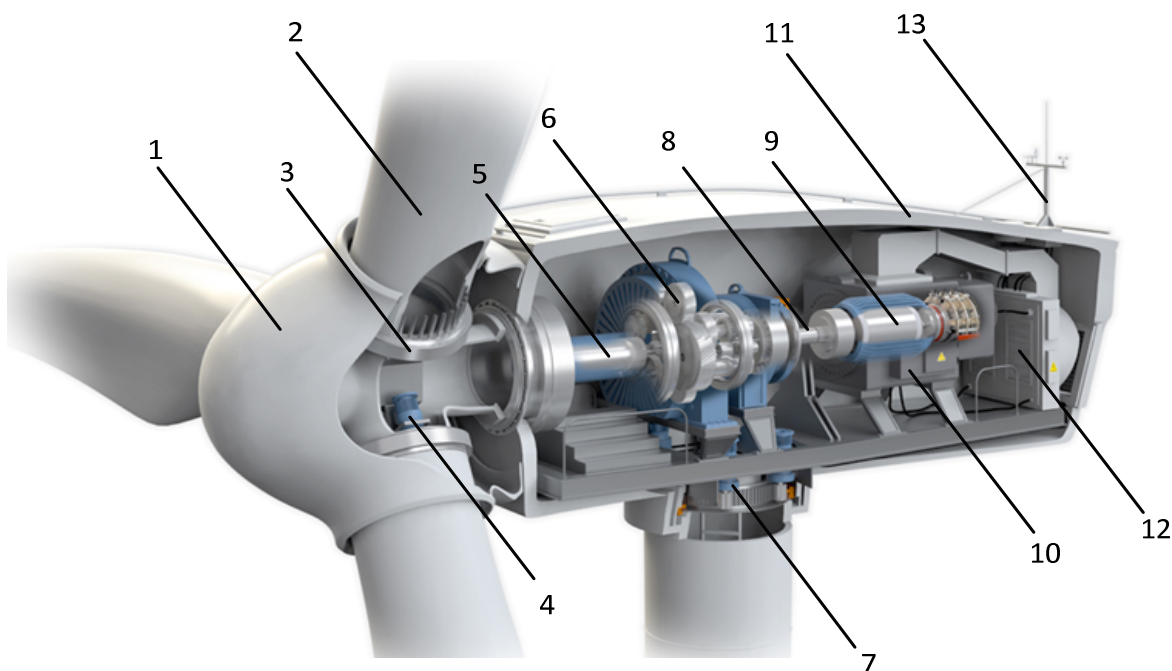
Сл. 3.2: Типична архитектура ветроелектране велике снаге

### 3.1.1. Ветроагрегати

Ветроелектране се граде на локацијама које имају техничку и економску оправданост за експлоатацију енергије ветра. Један или више ветроагрегата који су прикључени у заједничкој тачки на ЕЕС чине ветроелектрану. Инсталисана снага ветроелектране може

варирати у опсегу од неколико MW до неколико стотина MW. Ветроелектране се граде на копну (*onshore*) или мору (*offshore*).

Већина модерних ветротурбина су ветротурбине са хоризонталном осовином и три лопатице које се постављају уз ветар. Функционални склоп модерног ветроагрегата приказан је на сл. 3.3 [58]. Основни елементи ветроагрегата су стуб са темељом, ротор и гондола са кључним компонентама ветроагрегата: мултипликатором, генератором и системима за контролу и управљање. Блок трансформатор који је смештен у гондоли или подножју стуба ветроагрегата подиже напон на вредност потребну за пренос кабловима до главне трансформаторске станице ветроелектране. Називни напон најчешће коришћеног трансформатора ветроагрегата је  $10 \sim 35/0,69 \text{ kV}$ . За поделу ветроагрегата нема званичних критеријума, али постоји неколико подгрупа које одговарају технолошком развоју ветроагрегата током година: 200–500 kW, 500–1000 kW, 1000–2000 kW и >2000 kW [59].

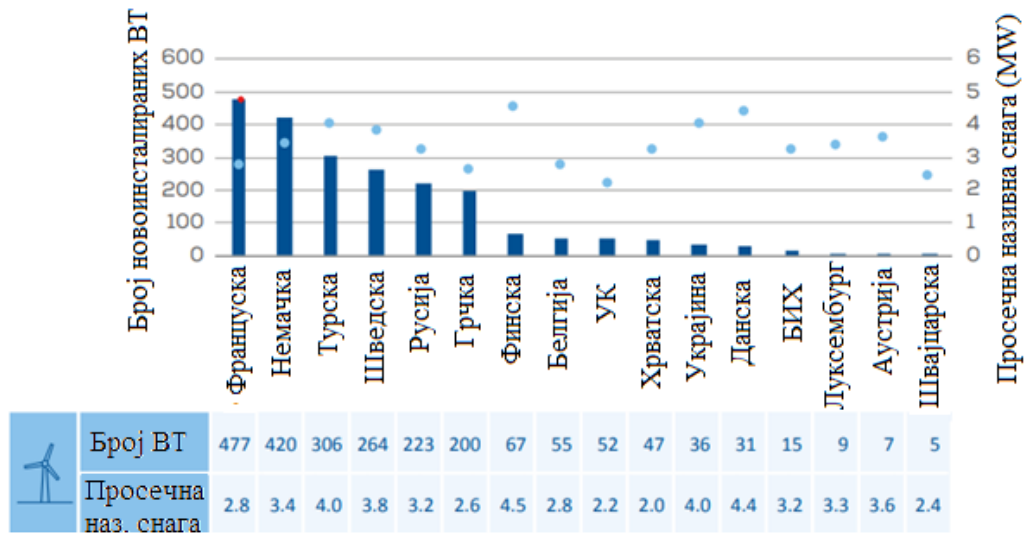


*Легенда: 1-Поклопац ротора, 2-лопатица, 3-лежај лопатице, 4-систем за управљање углом лопатица (pitch), 5-нискобрзинска осовина, 6-мултипликатор (gearbox), 7-систем за закретање турбине према смеру ветра (yaw), 8- високобрзинска осовина, 9- генератор, 10- ормарић са електричном опремом, 11-гондола, 12-блок трансформатор, 13-сензор ветра.*

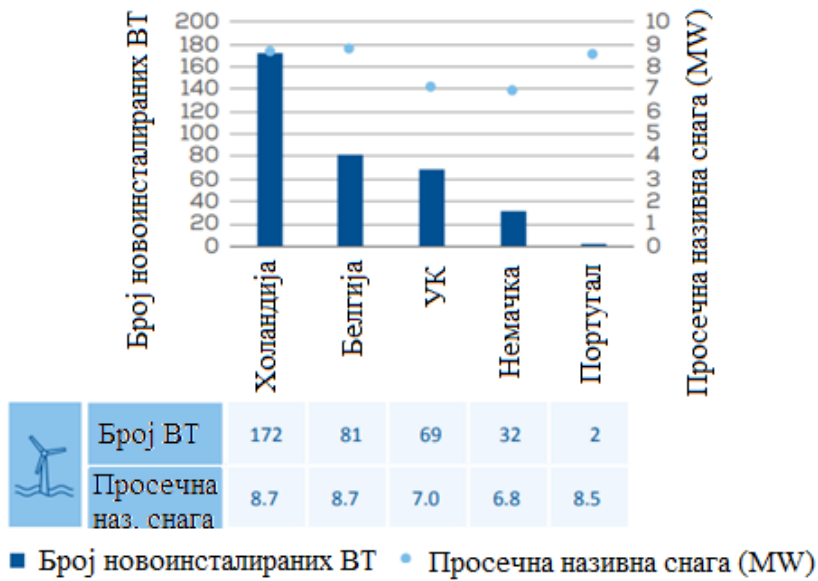
**Сл. 3.3: Функционални склоп модерног ВА [58]**

Код ветроелектрана на копну доминирају ветроагрегати снаге 1,5 MW до 2 MW, али је тренд да се граде јединице веће снаге и габарита. У 2020. години, просечан називни капацитет новоинсталираних ветротурбина у Европи је износио 3,3 MW на копну и 8,2 MW на мору [60] (сл. 3.4).

Сл. 3.5 приказује развој ветроагрегата на копну компаније Vestas, у последње две деценије [61]. Може се приметити да се пречник ротора повећао са 80 m на 150 m, док се називна снага повећала са 2 MW на 6 MW. Кључни фактор у наставку технолошког развоја ветроагрегата је развој ветроагрегата за локације на мору. Ветроелектране на мору захтевају веће јединице, како би се надокнадили сразмерно већи трошкови инфраструктуре (темељи, интерна кабловска мрежа и пренос електричне енергије).

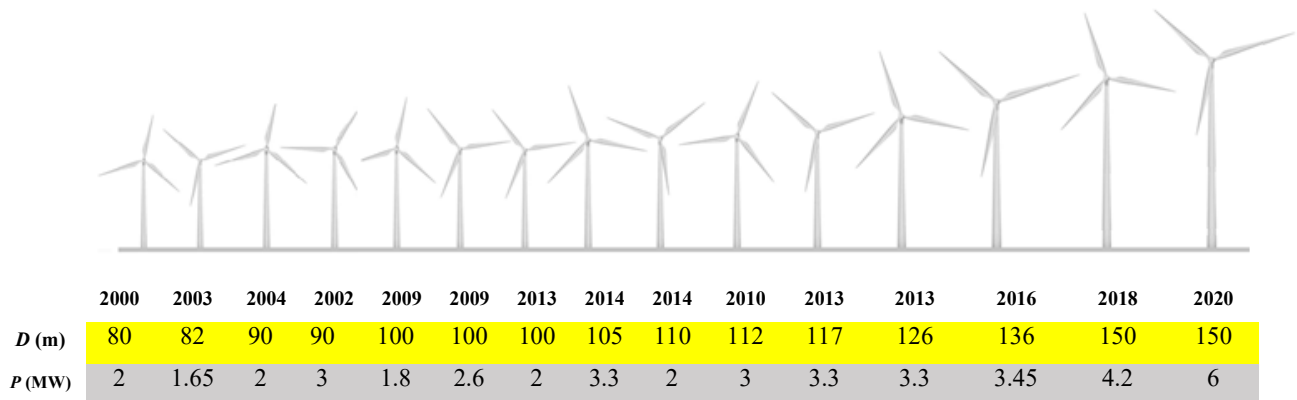


а)



б)

Сл. 3.4: Број новоинсталираних ветротурбина и просечна називна снага ветротурбина у Европи за а) ветроелектране на копно б) ветроелектране на мору [60]



Сл. 3.5: Развој ВА компаније Vestas [61]

Различите локације могу имати врло различит потенцијал ветра. Ветроагрегати су стога дизајнирани за одређене услове ветра. При планирању изградње, потребно је одабрати ветроагрегате одговарајуће класе [62]. Класе ветроагрегата одређене су параметрима турбуленције и статистичким параметрима ветра. Основни параметри који одређују класе турбина наведени су у таб. 3.1.

Таб. 3.1: Класе ветротурбина [62]

Класа ветротурбина	I	II	III	S
$V_{ref}(m/s)$	50	42,5	37,5	Вредности специфициране од стране произвођача
A $I_{ref}(-)$	0,16			
B $I_{ref}(-)$	0,14			
C $I_{ref}(-)$	0,12			

где су:

$V_{ref}$  - референтна брзина ветра која представља екстремну 50-годишњу брзину ветра која се статистички премашује једном у 50 година.

$I_{ref}$  - референтна турбулентност ветра на висини осовине ветротурбине.

Произвођачи ветроагрегата дизајнирају различите ветроагрегате у складу са класификацијом. Категорија S се користи за специфициране вредности које не спадају у опште категорије (нпр. ветроелектране на мору). Класе I, II и III одговарају местима са великом, средњом и малом референтном брзином ветра. Интензитет турбуленције класе A, B и C дефинише места са вишим, средњим и нижим вредностима референтне турбуленције. Интензитет турбуленције зависи од комплексности терена и стабилности атмосфере.

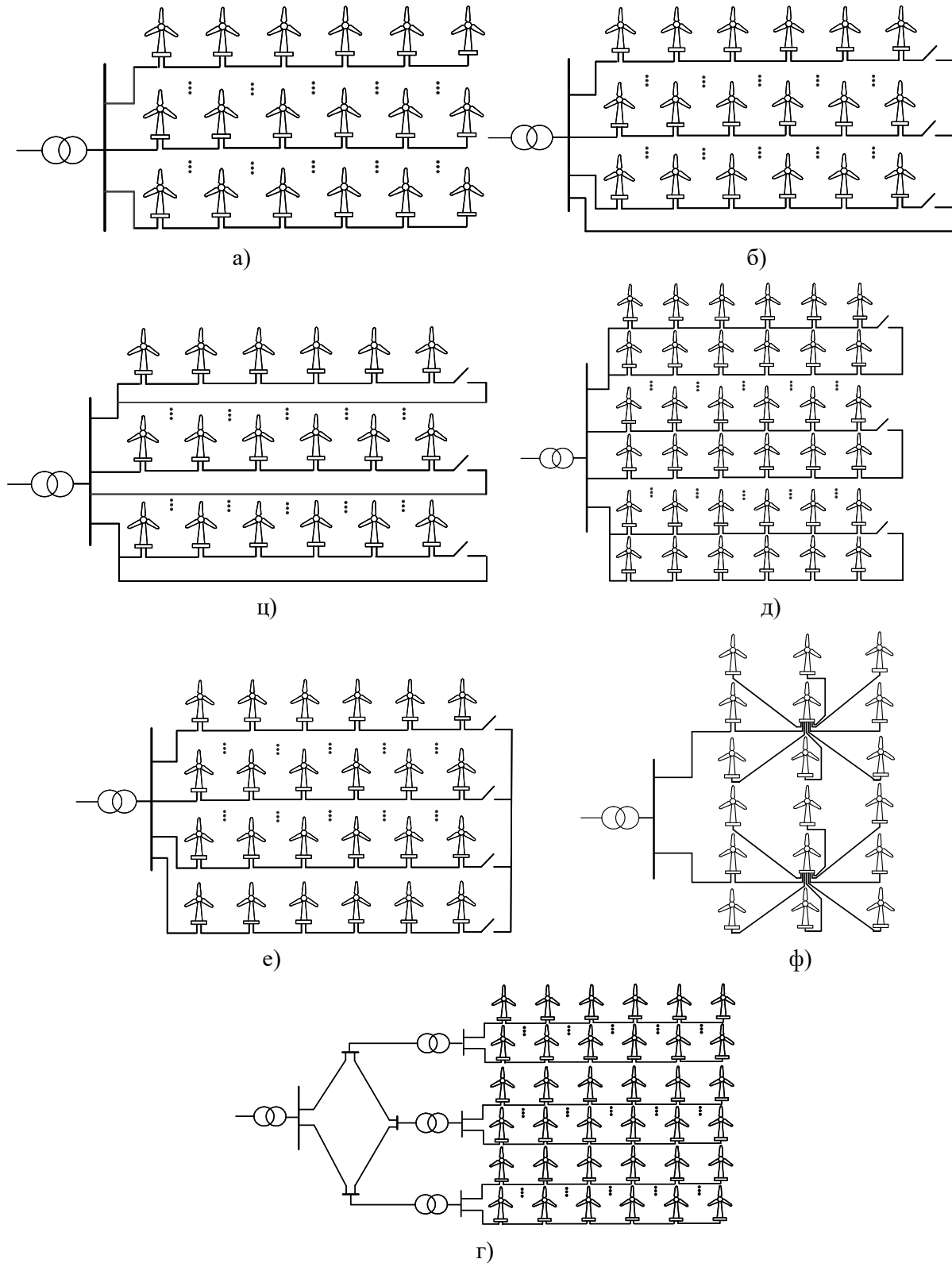
### 3.1.2. Интерна кабловска мрежа ветроелектране

Интерна кабловска мрежа ветроелектране се реализује кабловима чије се трасе обично планирају дуж путева који повезују ветроагрегате унутар ветроелектране. Губици електричне енергије у интерној кабловској мрежи ветроелектране утичу на економију рада ветроелектране, стога инвестиције за смањење губитака могу дугорочно пружити значајан профит власнику ветроелектране. За извођење деоница кабловских водова обично се користе једножилни каблови са изолацијом од умреженог полиетилена.

Електрични колекторски системи могу имати различите конфигурације, у зависности од величине ветроелектране и жељене поузданости интерне кабловске мреже (сл. 3.6). Могуће конфигурације електричних колекторских система укључују радијалну конфигурацију без повратног проводника, радијалну конфигурацију са једним повратним проводником, прстенасту конфигурацију, звездасту конфигурацију и радијалне фидере повезане на мултисабирнички прстен [63].

Најједноставнија конфигурација интерне кабловске мреже ветроелектране је радијална. Главне предности овакве конфигурације су мали трошкови каблова и једноставност управљачких алгоритама. Недостатак је релативно мала поузданост, јер квар на било којем фидеру избацује из погона све ветроагрегате који се налазе иза места квара. Радијална конфигурација са повратним проводником повећава поузданост, али употреба додатног кабла већег попречног пресека повећава и трошкове. Предност прстенастих конфигурација, у односу на радијалну конфигурацију, је што обезбеђују мање губитке и већу поузданост мреже. Звездаста конфигурација омогућава смањење пресека каблова и пружа висок ниво поузданости. Радијални фидери повезани на мултисабирнички прстен обезбеђују већу поузданост система, али и значајно више трошкове каблова и расклопне опреме, стога је оваква конфигурација оправдана само код ветроелектрана на мору.

Све горе поменуте конфигурације колекторских система ветроелектране имају своје предности и недостатке. Основне конфигурације које се користе код ветроелектрана на копну су радијална и прстенаста конфигурација.



Сл. 3.6: Могуће конфигурације интерне кабловске мреже ветроелектране а) радијална б), в), д) радијалне конфигурације са повратним проводником е) прстенаста ф) звездаста г) радијални фидери повезани на мултисабирнички прстен

### 3.1.3. Трансформаторска станица

Произведена енергија се у преносну мрежу испоручује преко ТС-е на локацији ветроелектране и далековада којим се ТС-а повезује са преносном мрежом. Трансформаторска станица ветроелектране се састоји од два независна објекта, који су међусобно функционално зависни: прикључно разводног постројења (ППП-а) и постројења трансформације. Објект ППП-а представља део преносног система и у надлежности је ОПС-а, док је објект трансформације у надлежности власника ветроелектране. Разграничење између ова два објекта је најчешће мерна група (струјни и напонски мерни трансформатори) на ВН страни главних енергетских трансформатора. Сваки од ова два објекта има и своју управљачку (контролну) зграду у којој се налази мерна опрема, контролна опрема, опрема за заштиту и управљање, телекомуникациона опрема и остала помоћна опрема. Диспозиција постројења се одређује тако да омогућава добру прегледност функционалних делова, једноставан транспорт опреме, лаку комуникацију између поља у постројењу, функционалност веза између поља, као и приступ особља приликом контроле и манипулације. Избор карактеристика опреме и пресека проводника у оквиру ТС-е врши се на основу максималних радних струја и струја кратког споја.

ТС и разводна постројења су једна од великих инвестиција чији елементи захтевају сигурну и поуздану заштиту. Систем управљања и заштите се састоји од опреме на нивоу ТС-е, опреме на нивоу поља и комуникацијске инфраструктуре која повезује ова два нивоа. Овај систем има задатак да прихвати информације из постројења (команде, сигнале, мерења), обради их и проследи даље. Информације се прихватају помоћу дистрибуираних уређаја који су по правилу уграђени у ормаре управљања и заштите смештене у командно-погонској згради. Дистрибуирани уређаји посредством оптичке комуникационе инфраструктуре преносе информације у станични рачунар високонапонског постројења и даље у надређени центар управљања. Напајање сопствених потреба ТС-е осигурава се уградњом трансформатора сопствене потрошње, обично смештених у засебну просторију унутар командно погонске зграде.

На сл. 3.7 приказана је диспозиција ТС-е 400/35 kV ветроелектране Чибук 1. Комплекс ТС-е садржи ППП 400 kV, командно погонску зграду у оквиру постројења 400 kV, трансформацију 400/35kV, као и управну зграду ветроелектране са постројењем 35 kV.



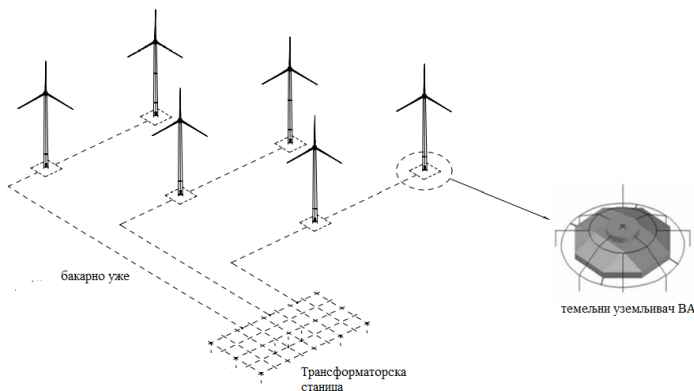
Сл. 3.7: Диспозиција трансформаторске станице ветроелектране Чибук [64]



### 3.1.4. Уземљивачка мрежа ветроелектране

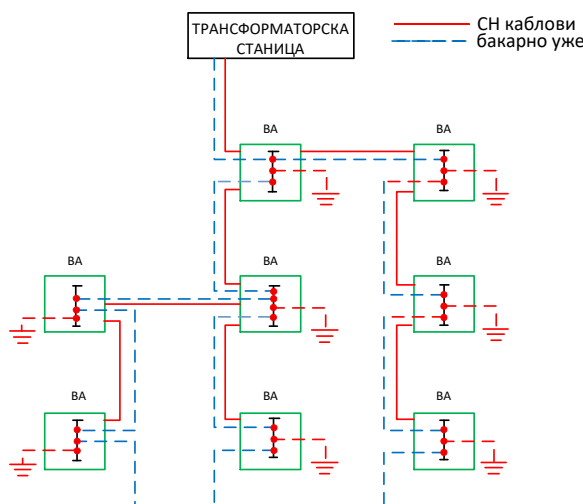
Саставни део електроенергетске инфраструктуре ветроелектране је и уземљивачки систем. Систем уземљења ветроелектране реализује се као сложени уземљивач. Сви ветроагрегати унутар ветроелектране и трансформаторско постројење међусобно се повезују у јединствени систем уземљења (сл. 3.8).

Темељни уземљивач ветроагрегата се најчешће изводи у виду прстена од бакарних проводника дуж арматуре темеља. Како темељ ветроагрегата има велику количину челичне арматуре која је заливена бетоном, уобичајено је да се арматура темеља ветроагрегата веже у систем уземљења галванским спајањем са бакарним проводницима на више места. Око темеља се поставља спољашњи прстен проводника који се повезује са темељним уземљивачем. Захтевана вредност отпора распрострања уземљења ветроагрегата, коју је неопходно постићи пре повезивања каблова, је мањи од  $10 \Omega$  [65]. У случају врло неповољних карактеристика тла на одређеним локацијама, врши се полагање додатних елемената уземљивача (спољашњи прстенови, вертикалне сонде). У том случају неопходно је одговарајућим испитивањима и мерењима доказати да су испуњени сви захтеви за функционалност и безбедност објекта.



Сл. 3.8: Систем уземљења ветроелектране

Уземљивачи суседних ветроагрегата се међусобно повезују преко електричне заштите каблова која представља слој од бакарних или алуминијумских жица или трака. Поред каблова, у ров се полаже и бакарно уже, чиме се додатно смањује отпор распрострања уземљивача. Уземљивачи ветроагрегата се повезују бакарним ужетом и са уземљењем објекта ТС-с. Заменска шема уземљивачког система ветроелектране приказана је на сл. 3.9.



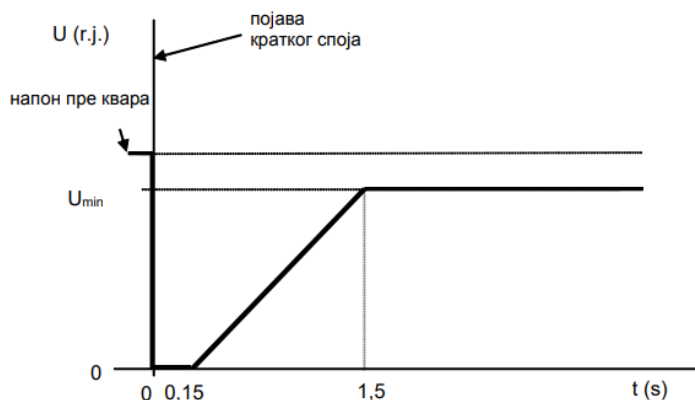
Сл. 3.9: Шема уземљивачког система

### 3.2. Технички критеријуми за прикључење ветроелектране на преносну мрежу

Сваки објекат прикључен на преносну мрежу мора да испуњава техничке критеријуме прописане од стране ОПС-а у оквиру мрежних правила. Мрежни захтеви зависе од специфичних карактеристика сваког ЕЕС-а и примењеног концепта заштите, а односе се на стабилност рада ветроелектране при квару у прикључној мрежи (*fault ride through capability*), радни опсег напона и фреквенције, контролу реактивне снаге, контролу активне снаге, као и дозвољени ниво фликера и виших хармоника. Захтеви се разликују од земље до земље, и зависе од учешћа ветроелектрана у укупној производњи, као и степена развоја ЕЕС-а. Са растућим трендом изградње нових ветроелектрана, ОПС-и уводе све оштрије захтеве у погледу прикључења ветроелектрана на мрежу. Нови мрежни захтеви неизбежно утичу и на развој технологије ветроагрегата.

#### 3.2.1. Стабилност рада ветроелектране при квару у прикључној мрежи

Један од најважнијих захтева ОПС-а је стабилност рада ветроелектране при квару у мрежи који узрокује пропаде напона, различитог интензитета и трајања, на месту прикључења ветроелектране на преносну мрежу [57]. Овај захтев је неопходан за стабилан и поуздан рад ЕЕС-а, посебно у регионима са значајном производњом електричне енергије из ветроелектрана. Када у одређеном региону постоји велики број ветроелектрана, квар у преносној мрежи може проузроковати велики пропад напона на месту прикључења више ветроелектрана и њихов истовремени испад са мреже, а као крајњи резултат велики дебаланс снага у систему и након изоловања квара. Губитак производње, као резултат искључења, нарушава равнотежу производње и потрошње и тиме може бити угрожена стабилност система. ОПС дефинише гранични транзијентни профил напона у тачки прикључења унутар којег ветроелектрана мора задржати стабилан рад, сл. 3.10 [57]. За област изнад граничне линије ветроелектрана мора остати на мрежи. Ако при квару профил напона пробије доњу граничну линију, ОПС не захтева да ветроелектрана мора остати прикључена на мрежу.



Сл. 3.10: Захтевани гранични транзијентни профил напона у тачки прикључења ветроелектране на преносни систем Србије [57]

#### 3.2.2. Радни опсег напона и фреквенције

У реалним експлоатационим условима напони у преносној мрежи се мењају у опсегу дозвољених радних вредности. Такође, при поремећајима у систему може доћи до краткотрајних повишења напона. Овакве ситуације могу узроковати и саме ветроелектране при ударним ветровима. ОПС захтева од ветроелектране да остане у погону, у одређеним границама промене напона, у трајању које зависи од вредности напона у тачки прикључења на преносну мрежу, према таб. 3.2.

Таб. 3.2: Дозвољени ниво одступања напона у тачки прикључења [57]

Напонски ниво	Трајно	Најмање 60 минута
110 kV, 220 kV	$90\%U_{nom} \leq U \leq 111,8\%U_{nom}$	$111,8\%U_{nom} \leq U \leq 115\%U_{nom}$
400 kV	$90\%U_{nom} \leq U \leq 105\%U_{nom}$	$105\%U_{nom} \leq U \leq 110\%U_{nom}$

Фреквенција система је показатељ равнотеже између производње и потрошње у систему. Сваки дебаланс између производње и потрошње мења системску фреквенцију. Фреквенција се смањује у случају наглог повећања оптерећења, или као резултат неочекиваног губитка производних јединица. Слично, до пораста фреквенције долази услед наглог смањења оптерећења, или неочекиваног повећања производње. С обзиром на то да је систем динамичан у погледу производње и потрошње, постоје сталне варијације фреквенције које су у нормалном погону обично испод 50 mHz, али у поремећеним условима могу бити значајно веће. Од велике важности за стабилност система је да ветроелектране остану у стабилном раду у случају већих поремећаја фреквенције. Из тог разлога, ОПС прописује радни опсег ветроелектране у погледу промене фреквенције у преносној мрежи, таб 3.3. Како имају могућност да остану прикључене на мрежу за шири опсег фреквенција, ветроелектране подржавају систем током поремећених услова рада и омогућавају брзо обнављање фреквенције система.

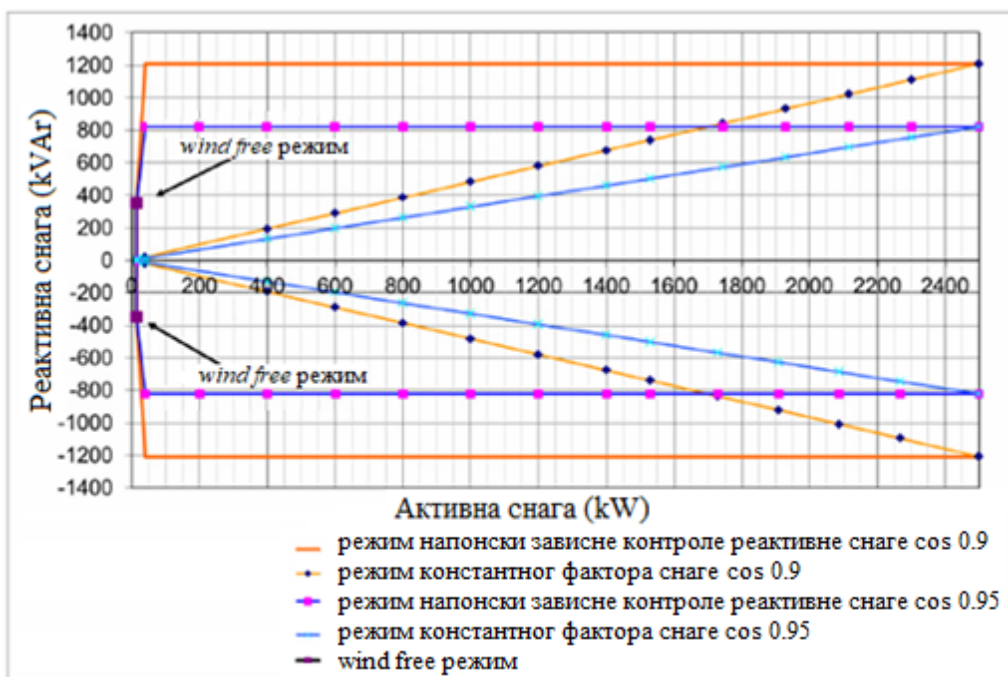
Таб. 3.3: Дозвољени ниво одступања фреквенције система [57]

Интервал промене	Трајање
$47,5 \text{ Hz} \leq f < 48,5 \text{ Hz}$	најмање 30 минута
$48,5 \text{ Hz} \leq f < 49 \text{ Hz}$	најмање 90 минута
$49 \text{ Hz} \leq f < 51 \text{ Hz}$	трајно
$51 \text{ Hz} \leq f < 51,5 \text{ Hz}$	најмање 30 минута

### 3.2.3. Контрола реактивне снаге

Опрема и потрошачи су дизајнирани тако да могу да раде у одређеним границама напона, стога се ниво напона у ЕЕС-у мора одржавати у врло уском опсегу. ОПС може да захтева од ветроелектране да учествује у регулацији напона у систему, као што то чине конвенционалне електране. Обзиром на то да се ветроелектране углавном налазе у мање насељеним регионима (и самим тим и слабије повезаним), од суштинске је важности да буду у стању да контролишу реактивну снагу која се испоручује у мрежу. Ветроелектране морају имати способност да генеришу или апсорбују реактивну снагу, како би имале могућност за контролу напона у тачки прикључења, и како би учествовале у обезбеђивању потреба за реактивном снагом у мрежи. У нормалном раду, напон у тачки прикључења се може повећати инјектирањем реактивне снаге у мрежу, или смањити апсорбовањем реактивне снаге. Ефекат инјектиране/апсорбоване реактивне снаге на вредност напона у тачки прикључења зависи од импедансе мреже, као и од оптерећења у близини тачке прикључења.

ОПС Србије захтева да коефицијент статизма регулације напона на сабирницама преносне мреже ( $\Delta U_m / \Delta Q_{ei}$ ), на коју је прикључена електрана, мора бити подесив у опсегу од -1,5 % до -6 %, а мртва зона подесива за опсег 0-1%  $U_n$  [57]. Сваки ветроагрегат мора бити опремљен системом за контролу реактивне снаге који је у стању да контролише испоручену реактивну снагу, или фактор снаге измерен у тачки прикључења у опсегу  $\cos \phi = 0,95$  индуктивно до  $\cos \phi = 0,95$  капацитивно, при номиналном напону на прикључцима генератора [57]. Способност ветроагрегата да генерише/апсорбује реактивну снагу обично се изражава P-Q дијаграмима, односно погонском картом. Пример погонске карте ветроагрегата приказан је на сл. 3.11.



Сл. 3.11: Погонска карта ВА [66]

Способност контроле реактивне снаге је представљена тамноплавом ( $0,95 \text{ кап.} \leq \cos \phi \leq 0,95$  инд.) или наранџастом линијом ( $0,9 \text{ кап.} \leq \cos \phi \leq 0,9$  инд.), у зависности од изабраног опсега фактора снаге. У оба случаја ветроагрегат ради у режиму напонски зависне контроле реактивне снаге. Опционо, ветроагрегат може по потреби да генерише/апсорбује реактивну снагу од 350 kVAr и у условима без ветра тј. када је брзина ветра испод брзине укључења (*wind free* режим). Ово се постиже помоћу инвертора преко којег је ветроагрегат прикључен на мрежу. Без *wind free* режима, пуна реактивна снага је доступна када брзина ветра постане већа од брзине којој одговара активна снага од приближно 30 kW. Дијагоналне линије одговарају раду турбине у режиму константног фактора снаге.

#### 3.2.4. Контрола активне снаге

У системима са релативно високом процентуалном производњом из ветроелектрана често постоји захтев за фреквенцијском контролом активне снаге. Фреквенцијска контрола активне снаге може имати различите облике, али основни принцип је да ветроелектрана према захтевима ОПС-а прилагођава излазну снагу у складу са фреквенцијом система. Повећањем снаге када је фреквенција ниска, или смањењем снаге када је фреквенција висока, ветроелектрана може допринети контроли системске фреквенције.

Сви облици контроле активне снаге захтевају смањење излазне снаге, што значи и смањење прихода. Ово је мањи проблем код конвенционалних електрана, где ће се изгубљени приход у одређеној мери надокнадити мањим трошковима горива. Стога, ОПС користи смањење производње ветроелектране као последњу опцију. Најједноставнији метод је ограничење активне снаге, односно да ветроелектрана мора да задржи излазну снагу испод одређеног нивоа. Сложенија верзија ограничења је да се излазна снага сведе на јако ниску вредност, или нулту вредност. Поред ограничења, ветроелектрани се такође може упутити захтев да контролише повећање активне снаге, односно да ограничи брзину којом се излазна снага може повећати (због повећања брзине ветра или ветроагрегата који се враћају у рад након неког прекида). Рампа се дефинише у периодима од нпр. једног минута или 10 минута.

### 3.2.5. Дозвољени ниво фликера

Важан показатељ квалитета електричне енергије су варијације напона које изазивају појаву фликера. Фликери настају услед флукуација активне и/или реактивне снаге. Флукуације активне снаге ВГ-а могу бити узроковане ефектом заклањања стуба, грешком управљања азимутом ветротурбине (*yow control*), висинским профилем брзине ветра, или турбуленцијама ветра. Фликери настају током континуалног рада, као и услед склопних операција ветроагрегата.

Основни разлог за настанак фликера код ВГ-а са фиксном брзином обртања је ефекат сенке стуба. Брзина обртања ветротурбине је типично око 20 обр/мин, па лопатице трокраке ветротурбине пролазе испред стуба са учестаношћу од око 1 Hz. Због ефекта сенке стуба долази до пулсација момента, а самим тим и снаге ветроагрегата, односно активне снаге инјектирања у дистрибутивну мрежу. Фликери ВГ-а са фиксном брзином обртања достижу свој максимум при већим брзинама ветра, када су веће варијације снаге. Ветроагрегати велике снаге (>1 MW) имају велике обртне инерционе масе, па је пригушење пулсационе компоненте снаге веће него код ветроагрегата мале снаге. Из тог разлога, ветроагрегати веће снаге производе мање фликере од малих ветроагрегата.

Код ветроагрегата са променљивом брзином обртања правилним управљањем моментом генератора се могу пригушити ефекти варијације момента турбине због ефекта стуба, тако да он практично не утиче на колебање излазне снаге. Због тога су фликери код ветроагрегата са променљивом брзином обртања генерално мањи него фликери код ветроагрегата са фиксном брзином обртања.

ОПС дефинише дозвољени ниво фликера у тачки прикључења како би осигурао квалитет електричне енергије. Два најважнија показатеља којима се дефинише интензитет фликера су [67]:

- Краткотрајни показатељ фликера  $P_{st}$  (*short term*),
- Дуготрајни показатељ фликера  $P_{lt}$  (*long term*).

Индикативне вредности дозвољеног нивоа фликера за ВН мрежу дате су у таб. 3.4.

Таб. 3.4: Дозвољени ниво фликера за ВН мрежу [67]

Показатељ	Ниво компатибилности
$P_{st}$	1,0
$P_{lt}$	0,8

### 3.2.6. Дозвољени ниво виших хармоника

Један од најчешћих појмова везаних за лош квалитет електричне енергије је присуство хармонијских изобличења таласних облика напона и струје. Хармонијска изобличења представљају одступања таласних облика струја и напона од синусоидалног облика. Модерни ветроагрегати са променљивом брзином обртања имају способност регулације активне и реактивне снаге, док са друге стране генеришу и више хармонике струје. Виши хармоници струје могу резултирати изобличењем напона, пулсацијом обртног момента и додатним губицима снаге, што узрокује додатно загревање генератора и друге опреме. Виши хармоници струје такође могу створити проблеме у комуникационим и управљачким системима. Стога је неопходно ограничити их на одговарајући ниво како би се избегле неприхватљиве вредности виших хармоника у тачки прикључења ветроелектране на преносни систем. У таб. 3.5 дате су дозвољене вредности виших хармоника напона у тачки прикључења ветроелектране на преносни систем.

Таб. 3.5: Дозвољени ниво виших хармоника напона у тачки прикључења ветроелектране на преносни систем [68]

Непарни хармоници, недељиви са 3		Непарни хармоници, дељиви са 3		Парни хармоници	
Ред вишег хармоника	Виши хармоник напона (%)	Ред вишег хармоника	Виши хармоник напона (%)	Ред вишег хармоника	Виши хармоник напона (%)
5	1,6	3	1,6	2	1,12
7	1,6	9	0,8	4	0,64
11	1,2	15	0,24	6	0,32
13	1,2	21	0,16	8	0,32
$17 \leq h \leq 49$	$1,2 \times 17/h$	$21 \leq h \leq 45$	0,16	$10 \leq h \leq 50$	$0,9 \times 10/h + 0,16$

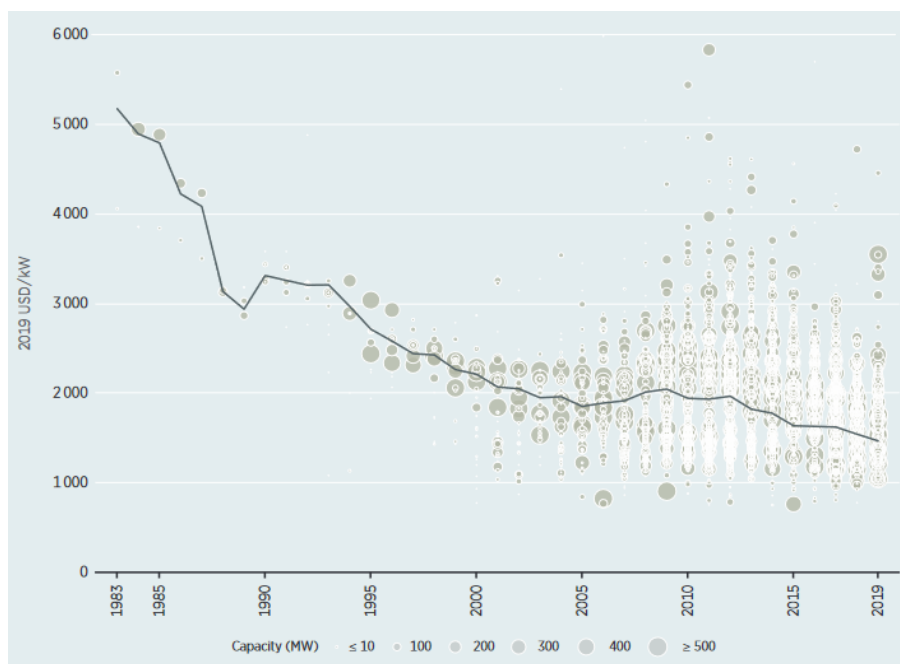
Укупна хармонијска дисторзија напона одређена према стандарду [68], коју изазива објекат корисника преносног система у месту прикључења, не сме прелазити вредност од 2%.

## 4. ЕКОНОМИЈА ВЕТРОЕЛЕКТРАНА

### 4.1. Увод

Произвођачи ветроагрегата нуде широк спектар ветроагрегата уважавајући различите карактеристике локације, приступ мрежи и захтеве за прикључењем. У индустрији ветроагрегата је присутан тренд развоја нових ветроагрегата све већих димензија и називне снаге ВГ-а. Турбине са већим пречником ротора могу да искористе већу енергију ветра, што је посебно корисно у експлоатацији удаљених локација. Поред тога, виши стубови који су постали уобичајени, омогућавају експлоатацију јачих ветрова на већим висинама. То може дати значајно веће факторе искоришћења капацитета, с обзиром да је снага ветра кубна функција брзине ветра. Веће назначене снаге ветроагрегата омогућавају заузимање мањих површина земљишта и развој пројеката ветроелектрана великих снага. Поред ових технолошких побољшања, укупни инвестициони трошкови и трошкови одржавања ветроагрегата смањили су се као резултат економије обима, повећане конкурентности на тржишту и развоја ветроенергетике.

Ниво и структура специфичних трошкова ветроелектране (трошкови по MW инсталисане снаге) варирају у прилично широком опсегу услед бројних фактора: захтева локације на којој се гради ветроелектрана, параметара употребљене опреме, услова на тржишту, комплексности и приступачности терена, урбанистичких услова градње, власништва над земљиштем, близине и капацитета електричне мреже, услова транспорта опреме до циљне локације, геомеханичких карактеристика тла, утицаја на околину итд. Укупни просечни трошкови ветроелектрана инсталираних на копну на глобалном нивоу опали су за око 72% у периоду од 1983. до 2019. године (са 5179 USD/kW на 1 473 USD/kW), односно у просеку око 9% за свако удвостручавање новоинсталираних капацитета ветроелектрана (сл. 4.1) [69]. Ово смањење је вођено смањењем цена ветроагрегата и смањењем трошкова одржавања. Конкурентнија, развијенија тржишта ветроелектрана показују веће смањење укупних трошкова током дужег временских периода од новијих тржишта.



Сл. 4.1: Укупни просечни трошкови ветроелектрана инсталираних на копну на глобалном нивоу [69]

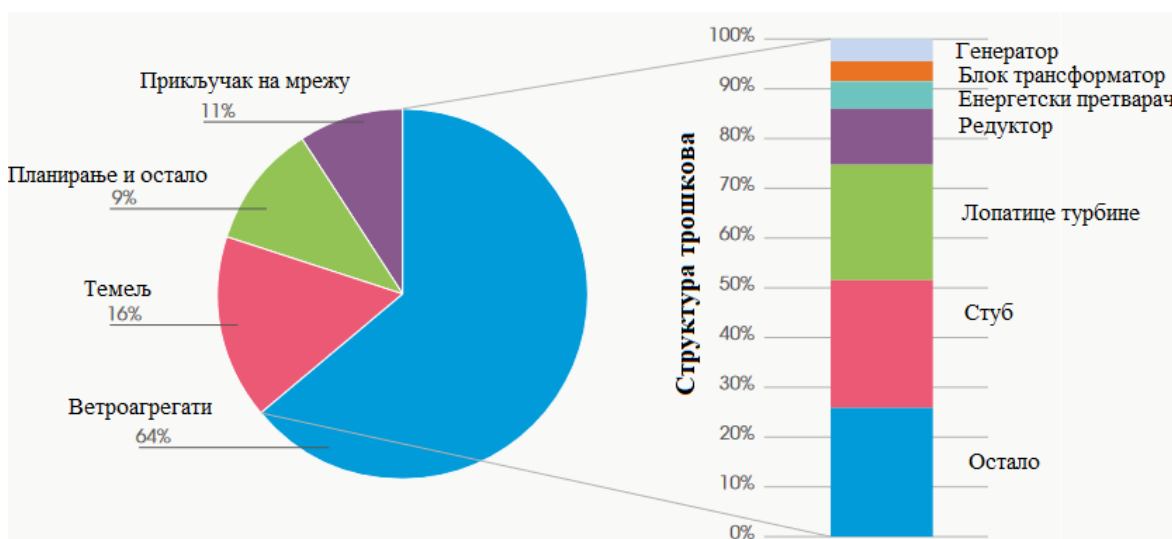
## 4.2. Структура трошкова ветроелектране

Различити механизми субвенционисања су довели до развоја технологије ветроагрегата и јачања конкуренције на тржишту, чиме су се трошкови производње електричне енергије из ветроелектрана значајно смањили и приближили условима које диктира слободно тржиште. Уважавајући и екстерне трошкове које проистичу из употребе фосилних горива, посебно трошкове који су последица емисије гасова стаклене баште, цена производње електричне енергије из ветроелектрана је већ сада значајно мања у односу на конвенционалне електране.

Трошкови ветроелектране обухватају инвестиционе, оперативне и финансијске трошкове.

### *Инвестициони трошкови*

На сл. 4.2 приказана је типична структура инвестиционих трошкова за ветроелектране на копну [70]. У пракси удео различитих компоненти трошкова варира у зависности од земље и пројекта, односно трошкова ветроагрегата, локације на којој ће бити изграђена ветроелектрана, као и развоја ветроенергетике на локалном тржишту.



Сл. 4.2: Структура трошкова ветроелектране на копну [70]

У инвестиционим трошковима ветроелектране доминирају трошкови ветроагрегата. Највећи део трошкова ветроагрегата чине лопатице ротора, стуб и редуктор. Заједно ова три елемента чине око 50% до 60% укупних трошкова ветроагрегата. Генератор, трансформатор и енергетски претварач чине око 13% трошкова ветроагрегата. Остали трошкови ветроагрегата укључују трошкове гондоле, контролера, осовина ротора, каблова итд. Укупно, трошкови ветроагрегата износе од 64% до 84% трошкова ветроелектране. Трошкови прикључка на мрежу укључују трошкове каблова интерне кабловске мреже ветроелектране, трошкове изградње ТС-е и трошкове прикључног далековода. Остали инвестициони трошкови ветроелектране укључују трошкове грађевинских радова, система надзора, развоја и инжењеринга, прибављања дозвола, процену утицаја на животну средину итд.

Грађевински радови укључују припрему локације за изградњу, транспорт и уградњу ветроагрегата, израду конструкције темелја ветроагрегата, изградњу приступних путева и остале инфраструктуре ветроелектране. Приступачност локације и геотехнички услови на локацији ветроелектране имају пресудну улогу у одређивању трошкова изградње путева, полагања каблова итд. Трошкови развоја пројекта ветроелектране могу бити прилично високи на одређеним локацијама због строгих захтева за процену утицаја на животну средину. Такође, просторно планирање и прибављање јавних дозвола имају значајан утицај на трошкове, и у најповољнијим случајевима се крећу између 5 до 10% укупних трошкова [71]. Трошкови мрежног прикључка и поступци прибављања дозвола имају тенденцију да



буду неефикасни и непотребно скупи на новим тржиштима енергије ветра. На многим локацијама постоји значајан потенцијал за повећање производње из ветроелектране прилагођавањем регулаторних и административних система развоју ветроелектране. Искуства са развијених тржишта сугеришу да је ова административна крива прилично стрма за првих 1.000 MW инсталираних капацитета.

Инвестициони трошкови по инсталираном kW обично варирају у опсегу од 1.000 €/kW до 1.350 €/kW [72]. Просечна турбина инсталирана у Европи има укупне инвестиционе трошкове од око 1,23 милиона евра/MW [73]. Пад цена ветроагрегата је последица повећане конкуренције међу произвођачима ВГ-а. Веће ветротурбине углавном имају ниже трошкове уградње по јединици површине коју захватају лопатице ветротурбине, док трошкови низа компонената ветроагрегата варирају мање него пропорционално величини ветротурбине. Треба имати у виду да су инвестициони трошкови у великој мери зависни од кретања цена сировина на тржишту, пре свега гвожђа, бабра, цемента, због великог утршка ових сировина.

#### *Оперативни и трошкови одржавања*

Трошкови одржавања укључују трошкове осигурања, редовног ремонта, поправки, резервних делова, администрације итд. За осигурање и редовно одржавање могуће је добити стандардне уговоре који покривају значајан део укупног века трајања ветроагрегата. Насупрот томе, много је теже предвидети трошкове поправки и резервних делова. Како све компоненте трошкова одржавања имају тенденцију повећања како ветротурбина стари, на трошкове поправке и резервних делова нарочито утиче дужина експлоатације. Стога су процене оперативних и трошкова одржавања и даље несигурне, посебно при крају животног века ветроагрегата. На основу искустава у Европи, просечни оперативни и трошкови одржавања се процењују на око 12 €/MWh [74]. Прве године експлоатације ветроагрегата су обично покривене гаранцијом произвођача, тако да оперативни и трошкови одржавања чине мали проценат укупних трошкова ветроагрегата, што одговара приближно 6 до 10 €/MWh. Након десет година, укупни оперативни и трошкови одржавања расту и чине већи удео укупних трошкова, што одговара приближно 10-15 €/MWh.

Оперативни и трошкови одржавања ветроелектране на копну чине и до 30% укупних трошкова ветроелектране. Међутим, у поређењу са већином других трошкова производње електричне енергије они су врло ниски. Напредак технологије, већа конкуренција међу произвођачима и веће искуство ОПС-а додатно смањују оперативне и трошкове одржавања. Оперативни и трошкови одржавања ветроелектрана на мору су значајно виши од трошкова ветроелектрана на копну, због већих трошкова приступа и одржавања ветротурбина, каблова и стубова. Трошкови су такође виши као резултат окружења и веће очекиване стопе отказа за одређене компоненте. Оперативни и трошкови одржавања ветроелектрана на мору се крећу у распону од 15 €/MWh до 27 €/MWh, са нижим вредностима трошкова на већ успостављеним тржиштима Европе и Кине, и вишим трошковима на слабије развијеним тржиштима попут Јужне Кореје [75]. С обзиром на то да су ветроелектране на мору на почетку развоја, оперативни и трошкови одржавања су и даље високи. Смањење оперативних и трошкова одржавања ветроелектрана на мору остаје кључни изазов који ће помоћи у побољшању економије ветроелектрана на мору.

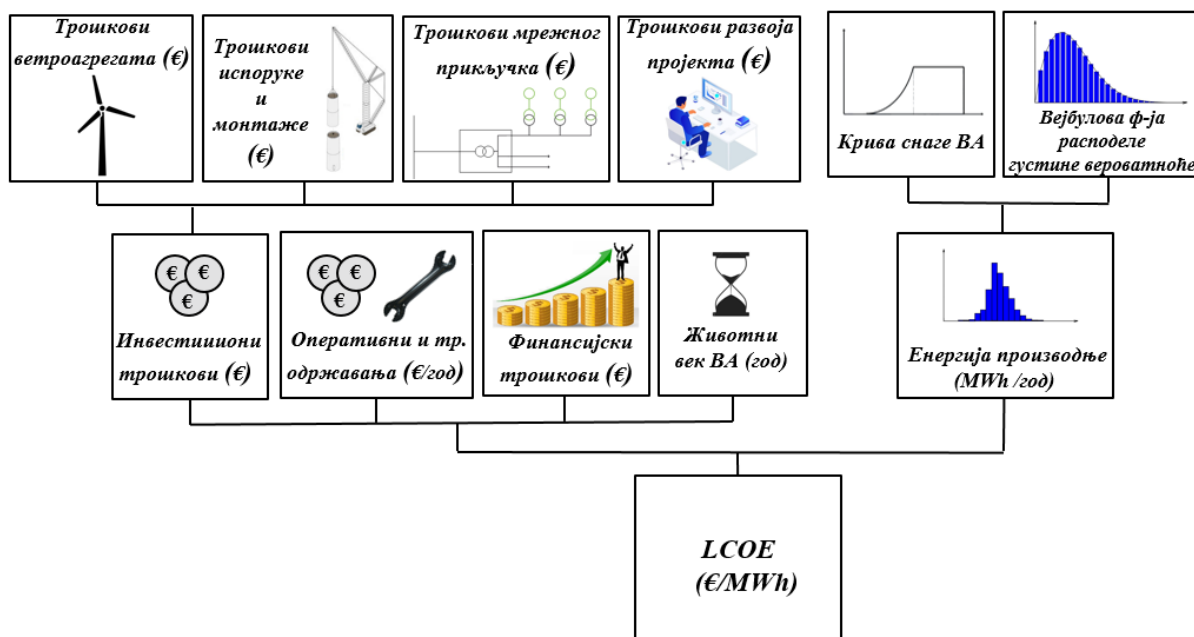
#### *Финансијски трошкови*

За разлику од инвестиционих и оперативних трошкова, финансијски трошкови нису последица техничких карактеристика или рада ветроелектрана, већ начина финансирања пројекта. Најважнија карактеристика ове категорије трошкова је начин кредитирања пројекта, односно банкарска камата.

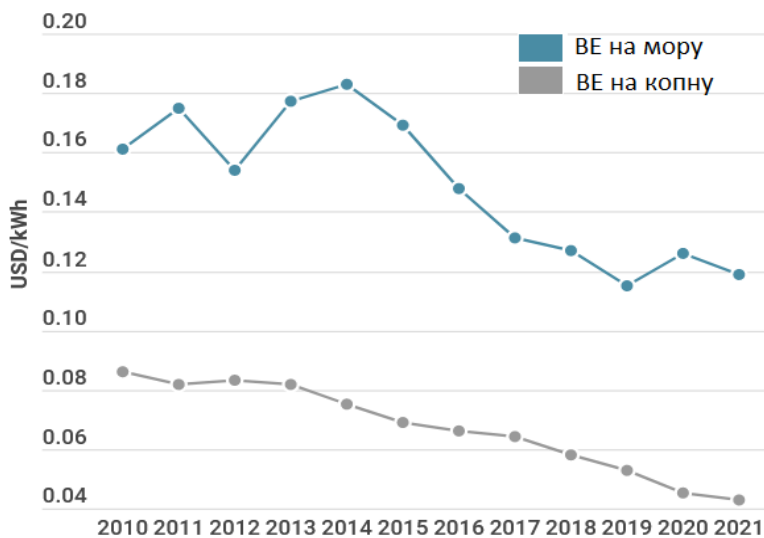
### 4.3. Сведени трошкови производње електричне енергије

Сведени трошкови производње електричне енергије (*Levelized costs of energy - LCOE*) су примарни показатељ економичности производње електричне енергије из одређеног извора. За енергију ветра, сведени трошкови производње одређени су укупним трошковима ветроелектране и годишњом производњом електричне енергије ветроагрегата унутар ветроелектране (сл. 4.3). Процена трошкова ветроелектране захтева процену свих компоненти трошкова током животног века ветроелектране.

Просечни *LCOE* код ветроелектрана на копну су веома конкурентни необновљивим технологијама, док су *LCOE* код ветроелектрана на мору знатно већи у поређењу са конвенционалним изворима енергије. На сл. 4.4 приказан је развој *LCOE* код ветроелектрана у периоду од 2010. до 2021. године [76]. Током тог периода, *LCOE* код ветроелектрана на копну су опали за 50%, са 0,086 USD/ kWh на 0,043 USD/ kWh. У истом периоду, *LCOE* код ветроелектрана на мору су опали за 26,09 %, са 0,161 USD/ kWh на 0,119 USD/ kWh.



Сл. 4.3: Модел за прорачун сведених трошкова производње електричне енергије



Сл. 4.4: Развој *LCOE* ветроелектрана на копну и мору [76]

Развој ветроагрегата са вишим стубовима, већим пречником ротора и називном снагом ветроагрегата довео је до бољег искоришћења потенцијала ветра на циљној локацији. Поред тога, оптимизација распореда ветроагрегата унутар ветроелектране доводи до бољег искоришћења ресурса енергије ветра и смањења губитака услед ефекта заветрине. Развој дигиталних технологија омогућио је бољу аналитику података. Побољшања у поузданости и трајности нових ветротурбина, као и боља пракса одржавања ветроагрегата, такође су допринели нижим трошковима одржавања. Поред тога, све више произвођача улази у сектор пружања услуга одржавања ветроелектрана на копну, што повећава конкуренцију и смањује трошкове. Прелазак са система фиксних откупних цена (*feed in tariff*) на систем аукција доводи до даљег смањења трошкова, што покреће конкурентност на тржишту ветроагрегата како на локалном, тако и на глобалном нивоу. Повећано оперативно искуство и повољни владини прописи смањили су трошкове развоја пројекта и оперативне ризике за ветроелектране на копну, посебно на већ развијеним тржиштима. Све ово доприноси повећању производње електричне енергије из ветроелектрана, смањењу оперативних и трошкова одржавања, а самим тим и смањењу сведених трошкова производње електричне енергије у ветроелектранама.

## 5. ОПТИМАЛАН ИЗБОР ВЕТРОАГРЕГАТА

### 5.1. Увод

Прогнозе глобалног развоја енергетике представљају ветроелектране као један од главних извора електричне енергије у будућности. У таквим условима планерски задаци добијају посебан и широк значај. Са све већим уделом ветроелектрана у ЕЕС-у, планирање будућних ветроелектрана ће бити сконцентрисано на оптимизацију структуре ветроелектрана, у циљу побољшања ефикасности ветроелектрана и редуковања трошкова. Оптималан избор ветроагрегата генерално представља део свеобухватног проблема оптимизације структуре ветроелектране који обухвата велики број променљивих. Поред тога, неке од променљивих су и међусобно зависне што доприноси додатној комплексности проблема. Претходна истраживања у области оптимизације ветроагрегата су фокусирана на оптимизацију просторног распореда ветроагрегата [77], [78], дизајна ветроагрегата [79], [80], карактеристика ветроагрегата [81], [82], и начина управљања [83], [84], [85], [86]. Развијено је неколико оптимизационих модела и алгоритама за адекватан избор ветроагрегата. Генетски алгоритам (ГА) [87], [88], “похлепни” алгоритам (енг. *greedy* алгоритам) [89], [90], PSO (енг. *particle swarm optimization* алгоритам) [91], бинарни алгоритам [92], PS (метода претраге узорка или енг. *pattern search* алгоритам) [93] су само неки од алгоритама који су коришћени за оптимизацију параметара ветроагрегата.

Циљ развоја пројекта ветроелектране је постизање максималне производње електричне енергије уз минималне трошкове, односно циљ је минимизовати трошкове производње електричне енергије. Стога, избор ветроагрегата треба вршити тако да се постигну минимални трошкови производње електричне енергије, кроз оптимизацију односа укупних трошкова ветроагрегата и годишње производње електричне енергије. Параметри ветроагрегата који имају највећи утицај на трошкове и годишњу производњу електричне енергије ветроагрегата су висина стуба, пречник турбине и називна снага ветроагрегата. Са порастом висине стуба, пречника ветротурбине, или називне снаге ветроагрегата, значајно расте производња ветроагрегата. Са друге стране, пораст поменутих параметара повезан је и са значајним растом инвестиционих и експлоатационих трошкова ветроагрегата. Стога, оптималан избор ветроагрегата мора бити резултат детаљне анализе трошкова и користи (енг. *cost-benefit* анализа).

Брзина ветра расте са висином, а како је снага ветра пропорционална трећем степену брзине ветра, чак и најмањи пораст висине стуба доводи до значајног пораста производње ветроагрегата. Виши стуб значи и веће трошкове за израду стуба и темеља ветроагрегата. Оптимизација висине стуба ветроагрегата је предмет бројних истраживања последњих година. Ефекат оптимизације висине стуба на годишњу производњу електричне енергије ветроелектране анализиран је у [94]. Оптимална висина стуба у [95] је одређена минимизацијом трошкова производње електричне енергије, на основу годишње производње електричне енергије и трошкова, коришћењем мапе ветроенергетског потенцијала Јужне Кореје. Тродимензионални *greedy* алгоритам је коришћен у [96] за оптимизацију просторног распореда ветроагрегата са више различитих висина стубова, у циљу минимизације трошкова по јединици снаге ветроагрегата. Као оптимизациона функција при избору оптималне висине стуба у [97] коришћен је нето годишњи профит. У [98] је демонстриран метод за оптимизацију структуре ветроелектране на копну, коју чине ветроагрегати различитих висина стубова, коришћењем аналитичких градијената. ГА је коришћен у [99] за оптимизацију структуре ветроелектране са ветроагрегатима променљиве висине стуба, у циљу истраживања бенефита који се постиже коришћењем више различитих висина стубова ветроагрегата унутар ветроелектране. Проблематика избора висине стуба при оптимизацији просторног распореда ветроагрегата коришћењем *greedy* алгоритма анализирана је у [100].

Све поменуте оптимизационе методе разматрају оптимизациони проблем са једном променљивом тј. једина променљива при оптимизацији је висина стуба, док се сви остали параметри ветроагрегата узимају као задати параметри.

Већи пречник ветротурбине значи и већу површину која апсорбује енергију ветра. Пораст пречника ветротурбине утиче на криву снаге, тако да се називна снага ветроагрегата постиже при мањим брзинама ветра, односно са порастом пречника ветротурбине расте и производња ветроагрегата. Већи пречник ветротурбине захтева и веће трошкове лопатица ротора. Додатно оптерећење на лопатицама ротора утиче и на додатне трошкове стуба и темеља ветроагрегата. Пораст пречника ветротурбине повећава и трошкове генератора и редуктора због већег обртног момента. Оптимизација пречника ветротурбине је такође предмет бројних радова. У [101] аутори су анализирали пораст годишње производње ветроелектране са оптималним просторним распоредом ветроагрегата и оптималним пречником ветротурбина. Модел за оптимизацију висине стуба и пречника ветротурбине базиран на ДЕ алгоритму (енг. *Differential Evolution*) је предложен у [102]. У циљу проналажења оптималног решења, различите вредности пречника ветротурбина и висина стубова ветроагрегата су произвољно изабране из дефинисаног опсега променљивих. У [103] је представљен алгоритам за моделовање трошкова производње електричне енергије ветроелектране, чији ветроагрегати имају променљиву висину стуба и пречник турбине. Алгоритам предложен у [104] одређује оптималне параметре ветроагрегата минимизацијом трошкова производње електричне енергије, коришћењем регионалне базе података о ветроенергетском потенцијалу. Недостатак модела и алгоритама развијених у поменутим радовима је што одређују оптималне параметре ветроагрегата користећи ограничен број различитих вредности за висину стуба и пречник турбине.

Са порастом називне снаге ветроагрегата расте и производња ветроагрегата. Већа називна снага ветроагрегата значи и веће трошкове генератора и редуктора. У раду [105] одређена је оптимална снага ветроагрегата и извршена процена смањења сведених трошкова производње електричне енергије у односу на ветроелектрану реализовану са произвољним ветроагрегатима. ВЕМ метода (енг. *blade element momentum*) је коришћена у [106] за одређивање оптималне криве снаге ветроагрегата, који се може користити на анализираној локацији. Оптимизација снаге ветроагрегата је анализирана у [107] у оквиру оптималног распореда ветроагрегата са аспекта минимизације ефекта заветрине. У циљу проналажења оптималног решења, анализирано је шест различитих модела ветроагрегата.

Из претходног следи да су висина стуба, пречник турбине и називна снага ветроагрегата међусобно зависне променљиве и да се не могу посматрати одвојено. Поред тога, пораст било које од променљивих утиче на трошкове транспорта и инсталације ветроагрегата. У досадашњој литератури нема истраживања фокусираних на оптимизацију ветроагрегата која разматрају све три поменуте величине као променљиве. Алгоритам развијен у овом поглављу представља унапређење постојећих алгоритама за оптималан избор ветроагрегата. Основни циљ развијеног модела и алгоритма је редукција сведених трошкова производње електричне енергије, уз интегрисану оптимизацију све три променљиве. Алгоритам не врши претрагу над ограниченим бројем различитих вредности за висину стуба, пречник турбине и називну снагу ветроагрегата, већ се читав опсег дефинисаних вредности променљивих претражује у циљу одређивања оптималних параметара ветроагрегата.

Оптималан избор параметара ветроагрегата је важан планерски задатак који је потребно решити у раној фази развоја пројекта ветроелектране. Када се одреди локација за развој пројекта ветроелектране, врши се прелиминаран избор модела ветроагрегата и њихов иницијални распоред, у циљу процене производње електричне енергије ветроагрегата на циљној локацији. На основу процењене производње врши се економска анализа исплативости пројекта, на основу које се доноси одлука о даљем развоју пројекта ветроелектране. Избор оптималног модела ветроагрегата у раној фази развоја пројекта

ветроелектране је такође битна основа за избор просторног распореда ветроагрегата, израду урбанистичког пројекта, студије прикључења, студије утицаја на животну средину, студије транспорта и осталих пројеката ветроелектране, јер је за њихову израду неопходно специфицирати тачну висину стуба, пречник турбине и називну снагу ветроагрегата.

Ветроагрегати су подељени у неколико класа у зависности од потенцијала и карактеристика ветра на циљној локацији. Када се одреди класа ветра и сагледају ограничења везана за димензије ветроагрегата, неопходно је изабрати неколико модела ветроагрегата који су доступни на тржишту. Перформансе комерцијалних ветроагрегата из исте класе су релативно сличне, стога је проблем избора оптималне висине стуба, пречника турбине и називне снаге ветроагрегата практично независан од произвођача. Модел развијен у дисертацији одређује оптималне параметре ветроагрегата на основу познате статистике ветра на локацији ветроелектране и висинског коефицијента смицања ветра. Модел варира параметре ветроагрегата у унапред дефинисаном опсегу вредности које задовољавају техничка ограничења, и врши прорачун укупних актуелизованих трошкова ветроагрегата и годишње производње електричне енергије. Техничка ограничења дефинишу минималне и максималне вредности параметара ветроагрегата које су прихватљиве за анализирану локацију. Оптималне вредности параметара ветроагрегата су оне при којима се постижу минимални трошкови производње електричне енергије. Алгоритам и модел развијени у дисертацији имају генерални карактер, односно на бази предложеног математичког модела се могу одредити оптимални параметри ветроагрегата на локацијама са различитим условима ветра. Избор оптималних параметара ветроагрегата обезбеђује боље искоришћење енергије ветра на циљној локацији и побољшава економске индикаторе ветроелектране, обезбеђујући на тај начин и већи профит власнику ветроелектране.

## 5.2. Математички модели

### 5.2.1. Расподела брзина ветра

Статистика ветра на локацији ветроелектране се одређује на основу сета расположивих мерних података о брзинама ветра. За потребе ових анализа неопходно је поседовати мерни сет података у временском периоду од минимално једне године. Мерни подаци су најчешће десетоминутне вредности брзина ветра, али се задовољавајућа тачност може добити и са средњим сатним вредностима брзина ветра. Добијени сет података потребно је статистички обрадити. У ветроенергетици се статистика ветра најчешће описује двопараметарском Вејбуловом функцијом густине расподеле вероватноће која је дефинисана релацијом [108]:

$$f(V) = \frac{k}{c} \left( \frac{V}{c} \right)^{k-1} \cdot e^{-\left( \frac{V}{c} \right)^k} \quad (5.1)$$

где је:

$k$  – фактор облика,

$c$  – фактор скалирања.

Функција густине расподеле вероватноће дефинише вероватноћу јављања ветра одређене брзине. Површина између криве и апсисне осе је једнака 1, јер је вероватноћа да ће ветар дувати у опсегу од 0 до бесконачно једнака 1. Постоји више нумеричких метода за одређивање параметара Вејбулове функције густине расподеле вероватноће на основу сета расположивих мерних података о брзини ветра [109]. Једна од метода, која спада у најтачније, је метода максимума вероватноће (*maximum likelihood method*). Фактор облика се одређује нумеричком итеративном методом. Релације којима се одређују параметри  $k$  и  $c$  према овој методи су [109]:

$$k = \left[ \frac{\sum_{i=1}^n V_i^k \ln(V_i)}{\sum_{i=1}^n V_i^k} - \frac{\sum_{i=1}^n \ln(V_i)}{n} \right]^{-1} \quad (5.2)$$

$$c = \left[ \frac{1}{n} \sum_{i=1}^n V_i^k \right]^{\frac{1}{k}} \quad (5.3)$$

где је:

$n$  – број еквидистантних мерних података о брзини ветра у току анализираниог временског периода од једне или више година,

$V_i$  – средња вредност брзине ветра у  $i$ -том интервалу.

Са променом висине стуба ветроагрегата мења се брзина ветра, а тиме и одговарајући фактори облика и скалирања. Промена фактора скалирања са висином стуба се може проценити према следећој релацији [110]:

$$c = c_{ref} \left( h / h_{ref} \right)^{\alpha} \quad (5.4)$$

где је:

$h$  – висина стуба ветроагрегата,

$h_{ref}$  – референтна висина,

$c_{ref}$  – фактор скалирања који одговара референтној висини  $h_{ref}$ ,

$\alpha$  – висински коефицијент смицања ветра.

Промена фактора облика са висином стуба се може проценити према следећој релацији [110]:

$$k = k_{ref} \left[ 1 - 0,088 \ln(h_{ref} / 10) \right] / \left[ 1 - 0,088 \ln(h / 10) \right] \quad (5.5)$$

где је:

$k_{ref}$  – фактор облика који одговара референтној висини  $h_{ref}$ .

На основу релација (5.4) и (5.5) могу се прорачунати фактори облика и скалирања на произвољној висини, на основу познатих параметара на референтној висини.

### 5.2.2. Висински профил брзине ветра

Профил брзина ветра се најчешће моделује експоненцијалним или логаритамским моделом. У овом поглављу је за моделовање профила брзине ветра коришћен експоненцијални модел. Брзина ветра на произвољној висини се одређује на основу познате брзине ветра на референтној висини  $h_{ref}$  према следећој релацији [111]:

$$V = V_{ref} \left( \frac{h}{h_{ref}} \right)^{\alpha} \quad (5.6)$$

где је:

$V$  (m/s) – брзина ветра на висини  $h_{ref}$  (m),

$V_l$  (m/s) – брзина ветра на висини  $h$  (m),

$\alpha$  – висински коефицијент смицања ветра.

У случају моделовања висинског профила брзине ветра коришћењем експоненцијалног модела, карактеристике терена у погледу храпавости су дефинисане параметром  $\alpha$ . Висински коефицијент смицања ветра се одређује на основу мерења брзина ветра на две различите висине  $h_1$  и  $h_2$ , на основу следеће релације [111]:

$$\alpha = \frac{\ln\left(\frac{V_2}{V_1}\right)}{\ln\left(\frac{h_2}{h_1}\right)}. \quad (5.7)$$

Таб. 5.1 даје типичне вредности коефицијента  $\alpha$  за неколико дефинисаних типова терена [112]. Естимација коефицијента  $\alpha$  на основу таб. 5.1 је индикативна. Прецизнији прорачун, који узима у обзир утицај атмосферске стабилности, може се извршити на основу доступних мерних података о брзини ветра са неколико различитих мерних висина [113].

**Таб. 5.1: Типичне вредности коефицијента  $\alpha$  за неколико дефинисаних типова терена**

Опис терена	$\alpha$
Глатка тврда земља, мирна вода	0,1
Висока трава на степенастој земљи	0,15
Високо растиње, ограде и грмови	0,2
Пошумљени предели	0,25
Мали град са дрвећем и грмовима	0,3
Велики град са високим зградама	0,4

### 5.2.3. Крива снаге ветротурбине

Снага производње ветроагрегата при различитим брзинама ветра се представља кривом снаге (сл. 5.1), која се може описати следећом релацијом:

$$P_{powercurve}(V_i) = \begin{cases} 0 & V_i < V_{ci} \vee V_i > V_{co} \\ q(V_i) & V_{ci} \leq V_i < V_n \\ P_n & V_n \leq V_i < V_{co} \end{cases} \quad (5.8)$$

где је:

$P_{powercurve}(V_i)$  – снага производње ветроагрегата при брзини ветра  $V_i$ ,

$V_{ci}$  – минимална радна брзина ветра при којој ветротурбина стартује са радом,

$V_{co}$  – брзина при којој се ветротурбина зауставља због превелике брзине ветра,

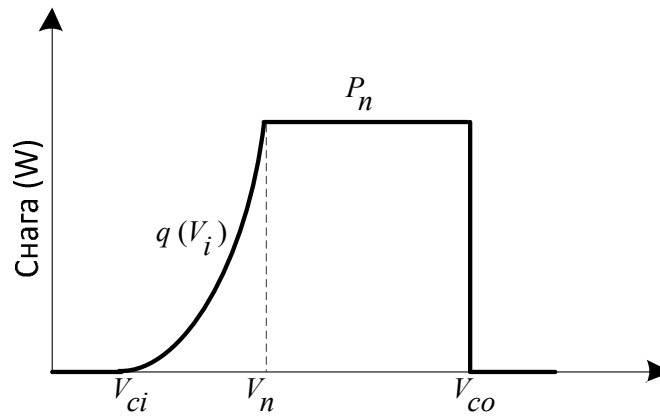
$V_n$  – назначена брзина ветра,

$P_n$  – називна снага ветроагрегата,

$q(V_i)$  – нелинеарна функција којом се описује веза снаге производње ветроагрегата и брзине ветра. Једначина (5.8) важи за задату густину ваздуха  $\rho$ .

За потребе анализа спроведених у дисертацији претпостављено је да минимална и максимална радна брзина ветра износе  $V_{ci}=3$  m/s и  $V_{co}=25$  m/s.





Сл. 5.1: Крива снаге ВА

Ветроагрегат достиже називну снагу при номиналној брзини ветра. Номинална брзина ветра се може одредити на основу следеће релације:

$$V_n = \left( 8P_n / (\rho\pi D^2 C_p) \right)^{1/3} \quad (5.9)$$

где је:

$\rho$  – густина ваздуха на висини осовине ветротурбине  $h$ ,

$D$  – пречник ветротурбине,

$C_p$  – коефицијент снаге који одговара називној брзини ветра  $V_n$ .

За коефицијент снаге је усвојена вредност  $C_p=0,32$ , на основу крива снаге комерцијалних ветроагрегата називних снага у опсегу од 2 до 5 MW.

Нагиб нелинеарног дела показује ефикасност стратегије управљања у циљу постизања максималне производње ветроагрегата. За описивање нелинеарног дела  $q(V_i)$  криве снаге најчешће се користе полиномијални, експоненцијални, или кубни модел. У анализама спроведеним у овом поглављу је коришћен полиномијални модел криве снаге који описује функцију  $q(V_i)$  помоћу полинома другог степена [114]:

$$q(V_i) = C_1 + C_2 \cdot V_i + C_3 \cdot V_i^2 \quad (5.10)$$

где су:

$C_1, C_2, C_3$  – коефицијенти који се одређују на основу  $V_{ci}$  и  $V_n$  коришћењем следећих релација [114]:

$$C_1 = \frac{1}{(V_{ci} - V_n)^2} \left[ V_{ci}(V_{ci} + V_n) - 4V_{ci}V_n \left( \frac{V_{ci} + V_n}{2V_n} \right)^3 \right] \quad (5.11)$$

$$C_2 = \frac{1}{(V_{ci} - V_n)^2} \left[ 4(V_{ci} + V_n) \left( \frac{V_{ci} + V_n}{2V_n} \right)^3 - 3V_{ci} - V_n \right] \quad (5.12)$$

$$C_3 = \frac{1}{(V_{ci} - V_n)^2} \left[ 2 - 4 \left( \frac{V_{ci} + V_n}{2V_n} \right)^3 \right] \quad (5.13)$$

Густина ваздуха се мења са висином стуба, стога се мења и крива снаге ветроагрегата. Густина ваздуха на висини осовине стуба ветроагрегата може се одредити на основу мерења температуре ваздуха и притиска према следећој релацији [111]:

$$\rho = \frac{p}{RT} \quad (5.14)$$

где је:

$p$  (Pa) – средња годишња вредност атмосферског притиска,

$T$  (K) – средња годишња вредност температуре ваздуха,

$\rho$  (kg/m<sup>3</sup>) – густина ваздуха на висини осовине ветротурбине,

$R$  (287 J/kgK) – специфична гасна константа за ваздух.

Промена притиска ваздуха са висином је описана барометарском једначином [111]:

$$p = p_1 \cdot e^{-\frac{g(z-z_1)}{TR}} \quad (5.15)$$

где је:

$p$  (Pa) – вредност притиска на висини  $z$  (m),

$p_1$  (Pa) – вредност притиска на висини  $z_1$  (m),

$g$  (9,81m/s<sup>2</sup>) – гравитациона константа.

За  $z_1=0$  (ниво мора),  $z = h$ ,  $p_1 = p_0 = 1,01325 \cdot 10^5 Pa$  релација за одређивање густине ваздуха на висини  $h$  је:

$$\rho = \frac{353,05}{T} \cdot e^{-0,034 \frac{h}{T}} \quad (5.16)$$

Естимација криве снаге ветроагрегата за различите висине стуба може се извршити на основу следеће релације:

$$P_{krive\ snage} = P_{krive\ snage\ ref}(V_{ekv}) \quad (5.17)$$

где је:

$P_{krive\ snage\ ref}$  – стандардна крива снаге референтне ветротурбине декларисана за стандардну густину ваздуха  $\rho_{ref}$ ,

$P_{krive\ snage}$  – крива снаге ветротурбине за густину ваздуха  $\rho$  која је прорачуната за висину стуба  $h$  на анализираној локацији,

$V_{ekv}$  – еквивалентна брзина ветра одређена на основу релације:

$$V_{ekv} = V_r \left( \frac{\rho}{\rho_{ref}} \right)^{\frac{1}{3}} \quad (5.18)$$

где је:

$V_r$  – брзина ветра која одговара референтној кривој снаге,

$\rho_{ref}$  – референтна густина ваздуха која одговара стандардној кривој снаге произвођача и износи 1,225 kg/m<sup>3</sup>,

$\rho$  – густина ваздуха на висини  $h$ .

Естимација криве снаге ветроагрегата за различите пречнике ветротурбине може се извршити на основу следеће релације:

$$P_{krive\ snage} = P_{krive\ snage\ ref}(V_{ekv}) \quad (5.19)$$

где је:

$P_{krive\ snage\ ref}$  – стандардна крива снаге референтне ветротурбине пречника  $D_{ref}$ ,

$P_{krive\ snage}$  – крива снаге ветротурбине пречника  $D$ ,

$V_{ekv}$  – еквивалентна брзина ветра одређена на основу релације:

$$V_{ekv} = V_r \left( \frac{D}{D_{ref}} \right)^{\frac{2}{3}} \quad (5.20)$$

#### 5.2.4. Модел за прорачун производње електричне енергије

Годишња производња електричне енергије се може одредити на основу познатих параметара Вејбулове статистике ветра и криве снаге изабраног ветроагрегата. Прорачун снаге производње ветроагрегата  $P_i$  при брзини ветра  $V_i$  се врши на основу следеће релације:

$$P_i(V_i) = F(V_i) \cdot P_{krive\ snage}(V_i) \quad (5.21)$$

где је:

$F(V_i)$  вероватноћа да ће ветар дувати брзином у опсегу од  $V_i - \Delta V / 2$  до  $V_i + \Delta V / 2$ :

$$F(V_i) = \int_{V_i - \Delta V / 2}^{V_i + \Delta V / 2} f(V) dV = e^{-\left(\frac{V_i - \Delta V / 2}{c}\right)^k} - e^{-\left(\frac{V_i + \Delta V / 2}{c}\right)^k} \quad (5.22)$$

где је:

$\Delta V$  – корак интеграције (обично се прихватљива тачност процене годишње производње електричне енергије може постићи са кораком  $\Delta V = 1$  m/s).

Укупна произведена електрична енергија се добија множењем излазне снаге ветроагрегата при одређеној брзини ветра ( $P_i(V_i)$ ) са бројем сати у години када ветар дува одређеном брзином ( $T_i$ ) и сумирањем добијених резултата:

$$W_t = \int_0^{T_{god}} P(t) dt \approx \sum_{V_i} T_i \cdot P_i(V_i) = T_{god} \cdot \sum_{V_i} F(V_i) \cdot P_{krive\ snage}(V_i) \cdot \Delta V \quad (5.23)$$

где је:

$W_t$  – произведена електрична енергија у години  $t$ ,

$T_i$  – број сати у години када ветар дува брзином  $V_i \pm 0,5$  m/s,

$T_{god} = 8760$  h – укупан број сати у години.

На основу једначина (5.8)-(5.23), годишња производња електричне енергије ветроагрегата се може изразити у функцији параметара ветра ( $k$ ,  $c$ ,  $\alpha$ ) и параметара ветроагрегата ( $h$ ,  $D$ ,  $P_n$ ):

$$\begin{aligned}
 W_i(h, D, P_n) &= T_{god} \cdot \sum_{V_{ci}}^{V_n} F(V_i) \cdot q(V_i) \cdot \Delta V + T_{god} \cdot P_n \cdot \sum_{V_n}^{V_{co}} F(V_i) \cdot \Delta V = \\
 &= T_{god} \cdot \sum_{V_{ci}}^{V_n} \left[ e^{-\left(\frac{V_i - \Delta V/2}{c}\right)^k} - e^{-\left(\frac{V_i + \Delta V/2}{c}\right)^k} \right] (C_1 + C_2 \cdot V_i + C_3 \cdot V_i^2) \cdot \Delta V + \\
 &+ T_{god} \cdot P_n \cdot \sum_{V_n}^{V_{co}} \left[ e^{-\left(\frac{V_i - \Delta V/2}{c}\right)^k} - e^{-\left(\frac{V_i + \Delta V/2}{c}\right)^k} \right] \cdot \Delta V
 \end{aligned} \tag{5.24}$$

### 5.2.5. Модел за прорачун трошкова ветроагрегата

Укупни трошкови ветроагрегата обухватају инвестиционе, оперативне и трошкове одржавања ветроагрегата.

#### 5.2.5.1 Инвестициони трошкови ветроагрегата

Укупни инвестициони трошкови ветроагрегата представљају збир трошкова ветроагрегата, трошкова транспорта и трошкова инсталације:

$$I_{ukupno} = f(h, D, P_n) = I_0^{(D, h, P_n)} + I_{transport}^{(P_n)} + I_{instalacija}^{(D, h)} \tag{5.25}$$

где су:

$I_0$  (€) – трошкови ветроагрегата,

$I_{transport}$  (€) – трошкови транспорта,

$I_{instalacija}$  (€) – трошкови инсталације.

Основни елементи трошкова ветроагрегата су трошкови ротора, трошкови гондоле са редуктором и генератором, трошкови стуба и темеља ветроагрегата:

$$I_0 = f(h, D, P_n) = I_{rotor}^{(D)} + I_{gondola}^{(D, P_n)} + I_{stub}^{(D, h)} + I_{temelj}^{(D, h)} \tag{5.26}$$

где су:

$I_{rotor}$  – трошкови ротора,

$I_{gondola}$  – трошкови гондоле,

$I_{stub}$  – трошкови стуба,

$I_{temelj}$  – трошкови темеља.

Трошкови ротора обухватају трошкове лопатица и главчине, трошкове система за управљање углом лопатица, као и трошкове израде конструкције ротора. Трошкови гондоле обухватају трошкове опреме која се налази у гондоли (преносници снаге, редуктор, систем за заустављање, генератор, блок трансформатор, енергетски претварачи, систем за закретање ветротурбине према смеру ветра итд.), као и трошкови израде конструкције гондоле. Релације за одређивање појединачних компоненти трошкова су приказане у таб. 5.2. Функције трошкова су преузете из [115]. Све димензије дужине коришћене у релацијама су у m, а назначена снага у kW.

Таб. 5.2: Функције трошкова елемената ВА [115]

Елемент	Цена (€)
Ротор	
Лопатице	$0,72 \left[ 0,4019 (D/2)^3 + 2,7445 (D/2)^{2,5025} - 21051 \right]$
Систем за управљање углом лопатица	$0,48 D^{2,6578}$
Конструкција ротора	$4,25 \left[ 0,472 (D/2)^{2,53} + 5680,3 \right]$
Гондола	
Нискобрзинска осовина	$0,01 D^{2,887}$
Редуктор	$16,45 P_n^{1,249}$
Систем за заустављање	$1,9894 P_n - 0,1141$
Генератор	$65 P_n$
Елементи енергетске електронике	$79 P_n$
Систем за закретање ветротурбине према смеру ветра	$0,0678 D^{2,964}$
Конструкција гондоле	$11,537 P_n + 3849,7$
Стуб	$1,5 (0,0674 D^2 \pi h + 1779)$
Темељ	$303,24 \left( h D^2 \pi / 4 \right)^{0,4037}$
Транспорт	$(1,581 \cdot 10^{(-5)} P_n^2 - 0,0375 P_n + 54,7) \cdot P_n$
Монтажа	$1,965 (h \cdot D)^{1,1736}$

#### 5.2.5.2 Оперативни и трошкови одржавања ветроагрегата

Оперативни и трошкови одржавања обухватају трошкове редовних сервиса, поправки, трошкове осигурања ветроагрегата од штете и трошкове рентирања земљишта.

Различити ветроагрегати, с обзиром на различиту комплексност, могу имати различите оперативне и трошкове одржавања. Типично, оперативни трошкови су дефинисани као фиксни годишњи трошкови по MWh произведене електричне енергије. Типична вредност оперативних трошкова за нове ветроагрегате је (6-10) €/MWh. Током животног века ветроагрегата оперативни и трошкови одржавања расту, тако да код ветроагрегата који су у погону више од 10 година износе око (10-15) €/MWh. За потребе анализа спроведених у овом поглављу, претпостављено је да годишњи оперативни и трошкови одржавања износе:

$$M_t = k_t \cdot W_t \quad (5.27)$$

где су:

$M_t$  (€) – оперативни и трошкови одржавања у години  $t$ ,

$W_t$  (MWh) – произведена електрична енергија у години  $t$ ,

$k_t$  (€/MWh) – константа која зависи од типа, величине, старости ветроагрегата, као и

карактеристика терена на којем је постављен ветроагрегат.

У анализама спроведеним у овом поглављу је усвојено да коефицијент  $k_i$  износи 12 €/MWh, на основу података о инсталираним ветроагрегатима у Европи [116].

### 5.2.6. Модел за прорачун сведених трошкова производње електричне енергије

Основни циљ оптимизације је минимизација сведених трошкова производње електричне енергије ( $LCOE$ ). Укупни годишњи трошкови ветроагрегата се састоје од инвестиционих трошкова који се издвајају на почетку периода експлоатације, и трошкова експлоатације који се генеришу током животног века ветроелектране. За прорачун  $LCOE$  коришћена је следећа релација [117]:

$$LCOE = \frac{I_{\text{укупно}} + \sum_{t=1}^n \frac{M_t}{(1+p)^t}}{\sum_{t=1}^n \frac{W_t}{(1+p)^t}} \quad (5.28)$$

где су:

$LCOE$  – сведени трошкови производње електричне енергије (€/MWh),

$I_{\text{total}}$  – укупни инвестициони трошкови (€),

$p$  – интересна стопа,

$n$  – период амортизације ветроелектране,

$t$  – година експлоатације (1, 2, ...  $n$ ).

Узимајући у обзир претпоставку да су годишња производња електричне енергије  $W_t$  и годишњи трошкови одржавања  $M_t$  константни током читавог периода експлоатације ветроелектране,  $LCOE$  се могу одредити на основу следеће релације:

$$LCOE = \frac{aI_{\text{укупно}} + M_t}{W_t} \quad (5.29)$$

где је:

$a$  – фактор ануитета (ANF) који се одређује на основу релације:

$$a = \frac{p(1+p)^n}{(1+p)^n - 1} \quad (5.30)$$

## 5.3. Генетски алгоритам као оптимизациони алат

За проналажење оптималних параметара ветроагрегата коришћен је генетски алгоритам (ГА) у MATLAB-у. ГА је хеуристичка метода оптимизације која проналази оптимално решење симулирајући процес природне еволуције. ГА припада већој групи еволуционих алгоритама који се користе за решавање проблема вишекритеријумске оптимизације методом претраге, базиране на еволутивним процесима наслеђивања, селекције, укрштања и мутације. Користи се углавном у ситуацијама када је функција тако дефинисана да није могуће пронаћи ниједан математички алат који би одредио јединствено оптимално решење функције више променљивих. У том случају решење се проналази неком од метода претраге. Када је број могућих комбинација толико велики да је немогуће испитати све могућа решења, претрага се врши над одређеним бројем комбинација. Због своје робусности и поузданости, ГА је један од најпопуларнијих еволутивних алгоритама за оптимизацију [118]. На сл. 5.2 је приказан псеудокод генетског алгоритма [119].

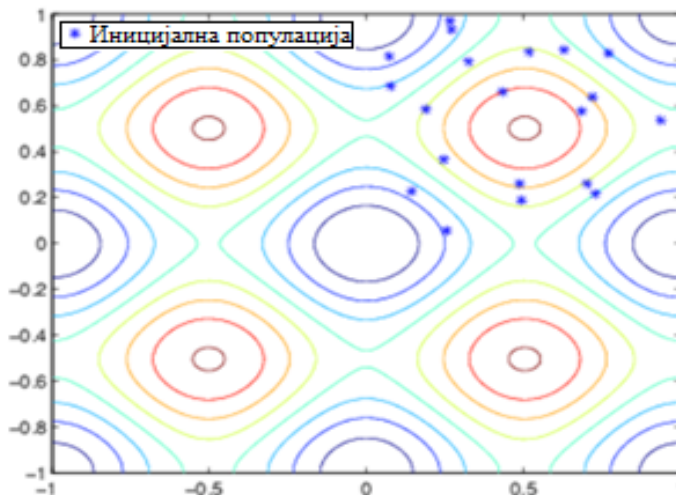
```

Given:
  -nP: base population size.
  -nI: number of iterations.
  -rC: rate of crossover.
  -rM: rate of mutation.
Generate initial population of size nP.
Evaluate initial population according to the fitness function.
While (current_iteration ≤ nI)
  //Breed  $rC \times nP$  new solutions.
  Select two parent solutions from current population.
  Form offspring's solutions via crossover.
  IF(rand(0.0, 1.0) < rM)
    Mutate the offspring's solutions.
  end IF
  Evaluate each child solution according to the fitness function.
  Add offspring's to population.
  //population size is now  $MaxPop = nP \times (1+rC)$ .
  Remove the  $rC \times nP$  least-fit solutions from population.
end While
Output the global best solution

```

Сл. 5.2: Псеудокод генетског алгорита [119]

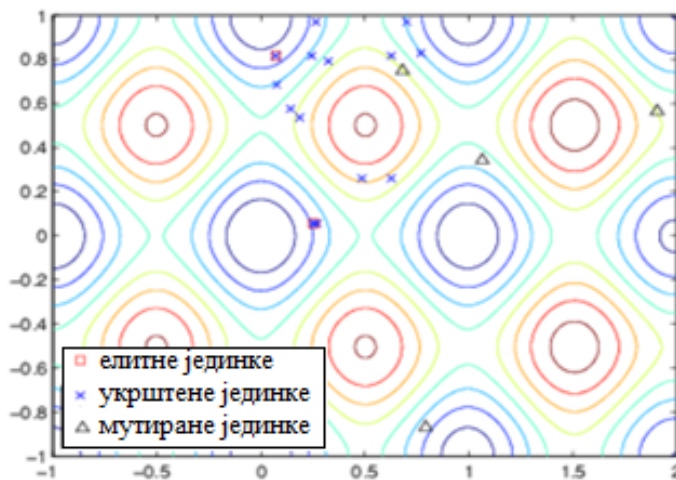
Алгоритам започиње формирањем иницијалне популације. Иницијална популација се генерише случајним избором променљивих из дефинисаног опсега. На сл. 5.3 је приказан пример формирања иницијалне популације састављене од 20 јединки. Променљиве се налазе у опсегу [0; 1], стога све јединке почетне популације леже у горњем десном квадранту слике.



Сл. 5.3: Иницијална популација [120]

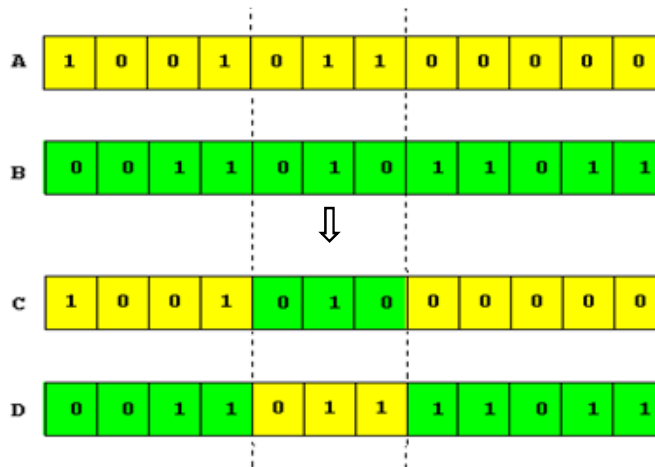
Генетски алгоритам, као и свака друга метода оптимизације, захтева неку квантитативну меру квалитета, тј. исправности предложеног решења. Да би створио нову популацију, алгоритам најпре оцењује квалитет сваког члана популације. Сваком члану се придружује одређена мера квалитета коју дефинише функција циља. Функција циља (енг. *fitness function*) представља кључ процеса селекције и одређује које ће јединке бити елиминисане, а које ће учествовати у формирању нове генерације. Функција циља се примењује у свакој генерацији, над сваким чланом популације. На основу вредности функције циља се одређује колико је јединка добра тј. рачуна се њена прилагођеност. Што је прилагођеност јединке већа, то јединка има већу вероватноћу преживљавања.

Применом оператора селекције лошији појединци се одбацују, а бољи остају и у следећем кораку се укрштају. Циљ оператора селекције је чување и преношење добрих особина на следећу генерацију јединки, док лоше особине одумиру. Генетски алгоритам ствара три врсте јединки за следећу генерацију (сл. 5.4). Елитне јединке су јединке у тренутној генерацији са најбољим вредностима циљне функције које аутоматски преживљавају до следеће генерације. Укрштене јединке настају комбиновањем генетског материјала две јединке. Мутирани јединке настају вршењем случајних промена или мутација једне јединке.



Сл. 5.4: Типови јединки унутар популације [120]

Укрштање (енг. *crossover*) је основни оператор ГА-а који омогућава стварање нових јединки. Укрштање је бинарни оператор над двама јединкама које размењују генетски материјал, при чему настају нове јединке. Сл. 5.5 приказује начин примене оператора укрштања у ГА-у. На свакој координати новоформиране јединке, функција укрштања насумично бира ген на истој координати једне од две јединке и додељује је новонасталој јединки. Избор две јединке које ће се укрштати се врши са одређеном вероватноћом. За потребе анализа у овом поглављу, укрштање се врши са вероватноћом генерисања нових јединки од 0,8.

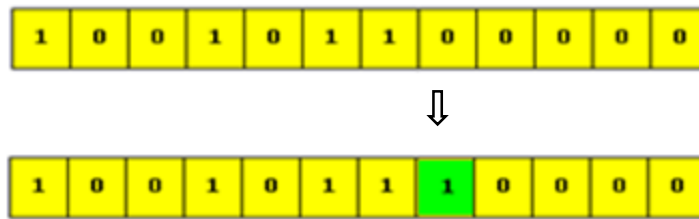


Сл. 5.5: Оператор укрштања

Мутација је најважнији оператор генетског алгоритма чијим деловањем се врши измена случајно изабраних гена јединке. Како делује над само једном јединком, мутација је унарни оператор који као резултат даје измењену јединку. Мутација омогућава враћање корисног генетског материјала који је изгубљен у процесу селекције и укрштања. У случају да је мутирана јединка лошег квалитета, она ће на крају изумрети и лоша карактеристика ће

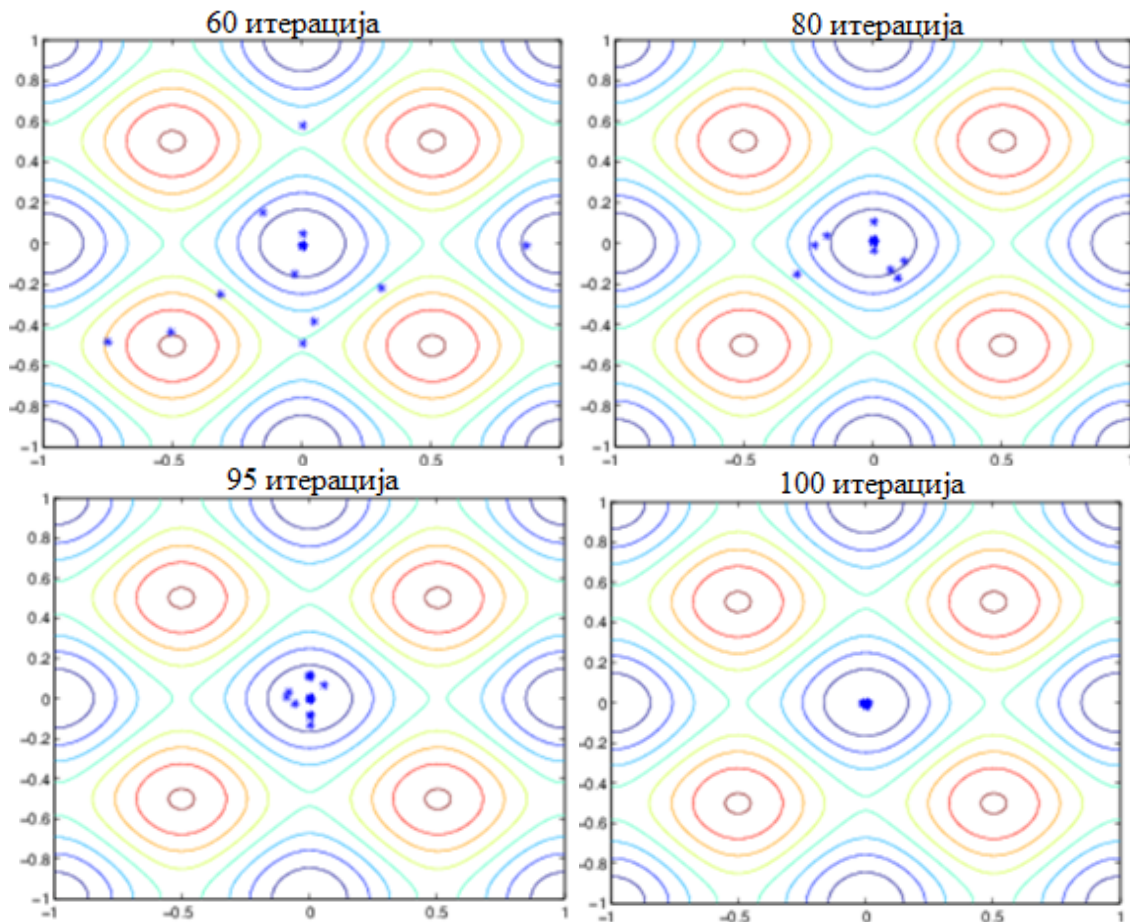


нестати, док се добре мутације преносе на наредне генерације и добар ген се шири у популацији. Сл. 5.6 приказује начин примене оператора мутације у ГА-у. У овом поглављу, мутација се врши са вероватноћом 0,2 како би се одржала разноликост од једне генерације популације до следеће.



Сл. 5.6: Оператор мутације

Један овакав процес примене оператора селекције, укрштања и мутације омогућава да се квалитет популације побољшава из генерације у генерацију. Сл. 5.7 приказује пример изгледа популације након 60, 80, 95 и 100 итерација. Како се број генерација повећава, јединке у популацији се концентришу на све мањем простору и приближавају минимуму функције (у посматраном примеру тачка (0,0)).



Сл. 5.7: Изглед популације након 60, 80, 95 и 100 итерација [120]

О завршетку рада алгоритма се одлучује на основу различитих критеријума. Алгоритам се зауставља када је задовољен један од следећих критеријума заустављања:

1. Извршавање алгоритма се завршава након унапред задатог броја итерација. Заустављање је независно од квалитета актуелне генерације и њене конвергенције.
2. Друга могућност за заустављање је ако дисперзија јединки падне испод одређене вредности. Популација има високу дисперзију ако је средње растојање јединки велико, односно ако је цела популација у простору за претрагу концентрисана на одређеној малој површини.

#### 5.4. Оптимизациона функција

Годишња производња електричне енергије и укупни инвестициони трошкови ветроагрегата су нелинеарне функције висине стуба, пречника турбине и називне снаге ветроагрегата, у складу са једначинама (5.24) и (5.26). Стога се сведени трошкови производње електричне енергије могу изразити као нелинеарна зависност поменута три параметра ветроагрегата. Оптимизациона функција  $FOBJ$  је дефинисана следећом релацијом:

$$\begin{aligned}
 FOBJ &= \min(LCOE(h, D, P_n)) = \min\left(\frac{aI_{ukupno} + M_t}{W_t}\right) = \\
 &= \min\left(\frac{a\left(I_0^{(D,h,P_n)} + I_{transport}^{(P_n)} + I_{instalacija}^{(D,h)}\right)}{T_{god} \cdot \sum_{V_{ci}}^{V_n} F(V_i) \cdot q(V_i) \cdot \Delta V + T_{god} \cdot P_n \cdot \sum_{V_n}^{V_{co}} F(V_i) \cdot \Delta V} + k_t\right) = \quad (5.31) \\
 &= \min\left(\frac{a\left(I_{rotor}^{(D)} + I_{gondola}^{(D,P_n)} + I_{stub}^{(D,h)} + I_{temelj}^{(D,h)} + I_{transport}^{(P_n)} + I_{instalacija}^{(D,h)}\right)}{T_{god} \cdot \sum_{V_{ci}}^{V_n} F(V_i) \cdot q(V_i) \cdot \Delta V + T_{god} \cdot P_n \cdot \sum_{V_n}^{V_{co}} F(V_i) \cdot \Delta V} + k_t\right)
 \end{aligned}$$

##### 5.4.1. Ограничења

Ограничења оптимизационе функције дефинишу опсег варијације променљивих ветроагрегата тј. граничне вредности висине стуба, пречника турбине и називне снаге ветроагрегата. Ограничења су формално математички дефинисана следећим изразима:

$$\begin{cases} h_{min} \leq h \leq h_{max} \\ D_{min} \leq D \leq D_{max} \\ P_{nmin} \leq P_n \leq P_{nmax} \end{cases} \quad (5.32)$$

где су:

$h_{min}$ ,  $D_{min}$ ,  $P_{nmin}$ ,  $h_{max}$ ,  $D_{max}$ ,  $P_{nmax}$  – минималне и максималне вредности параметара ветроагрегата. Ове величине се дефинишу на основу понуде на тржишту ветроагрегата. Тиме се постиже да добијене оптималне вредности, које проистекну као резултат решавања циљне функције (5.31), буду реалне и да оптимални ветроагрегат буде расположив на тржишту.

### 5.5. Алгоритам за проналажење оптималног решења

Решење оптимизационог проблема дефинисаног релацијом (5.31), са ограничењима дефинисаним релацијом (5.32), може се пронаћи на основу алгоритма на сл. 5.8.



Сл. 5.8: Алгоритам за одређивање оптималних параметара

Произвољан сет решења који се назива иницијална популација је формиран из задатог опсега променљивих дефинисаног у одељку 5.4.1. Број потенцијалних решења представља величину популације. Свако решење је дефинисано сетом параметара тзв. хромозома, при чему су хромозоми састављени од гена.

За свако потенцијално решење се врши прорачун годишње производње електричне енергије ветроагрегата и укупних инвестиционих трошкова ветроагрегата. У складу са релацијама (5.8) до (5.20), крива снаге се може изразити у функцији густине ваздуха  $\rho$ , висине стуба  $h$ , пречника турбине  $D$  и називне снаге ветроагрегата  $P_n$ . У складу са методологијом приказаном у 5.2.4, на основу модела криве снаге и Вејбулове функције густине расподеле вероватноће, годишња производња електричне енергије се може изразити у функцији параметара ветра на циљној локацији ( $k_{ref}$ ,  $c_{ref}$ ,  $\alpha$ ) и параметара ветроагрегата ( $h$ ,  $D$ ,  $P_n$ ). Укупни инвестициони трошкови ветроагрегата су функција параметара ветроагрегата ( $h$ ,  $D$ ,  $P_n$ ), поглавље 5.2.5. На основу претходног,  $LCOE$  су одређени укупним инвестиционим трошковима, годишњом производњом електричне енергије ветроагрегата и фактором анuitета према релацији (5.29). Фитнес функција дефинисана релацијом (5.31) се користи сукцесивно у свакој генерацији за одређивање квалитета решења. Она одређује вероватноћу да ће неко решење бити селектовано за репродукцију коришћењем генетских оператора селекције, укрштања и мутације. На крају, након креирања нове генерације, најбоља решења (хромозоми) у генерацији се пореде са најбољим тренутним решењем. Процедура се понавља све док се не постигне задовољавајући резултат тј. док се не пронађе оптимално решење.

## 5.6. Пример примене – прорачун оптималног ветроагрегата на локацији Баваниште у Јужном Банату

У циљу тестирања развијеног модела, анализиран је утицај параметара ветроагрегата на годишњу производњу електричне енергије ветроагрегата (Поглавља 5.6.1, 5.6.2, 5.6.3). У том циљу, разматран је тест ВА лоциран у близини села Баваниште у јужном Банату, у региону Војводине. Затим су у одељку 5.6.4 одређени оптимални параметри ветроагрегата за три локације са различитим условима ветра.

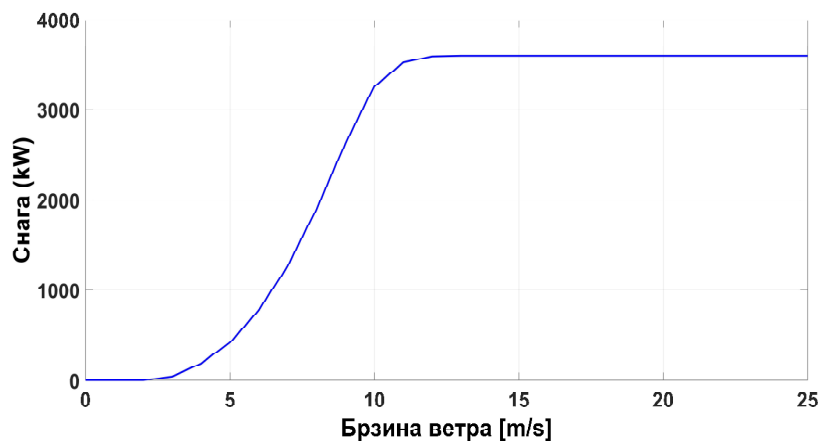
### 5.6.1. Утицај висине стуба на производњу ветроагрегата

Свака ветротурбина дизајнирана је за специфичне услове ветра. Стандард IEC 61400-1 [121] дефинише класе турбина према брзини ветра. У оквиру исте класе ветротурбине постоји неколико различитих модела ветроагрегата који су доступни на тржишту, а сваки од њих се израђује са више различитих висина стуба. Стога се неминовно намеће питање избора оптималне висине стуба која ће обезбедити максимално искоришћење потенцијала ветра на циљној локацији.

Са порастом висине стуба ветроагрегата расте просечна годишња брзина ветра, а самим тим и производња електричне енергије ветроагрегата. Међутим, виши стуб значи и веће инвестиционе трошкове стуба и темеља тј. веће инвестиционе трошкове ветроагрегата. Стога је за избор оптималне висине стуба на циљној локацији неопходно извршити детаљну *cost-benefit* анализу, како би се одредила вредност висине стуба која обезбеђује максималан профит.

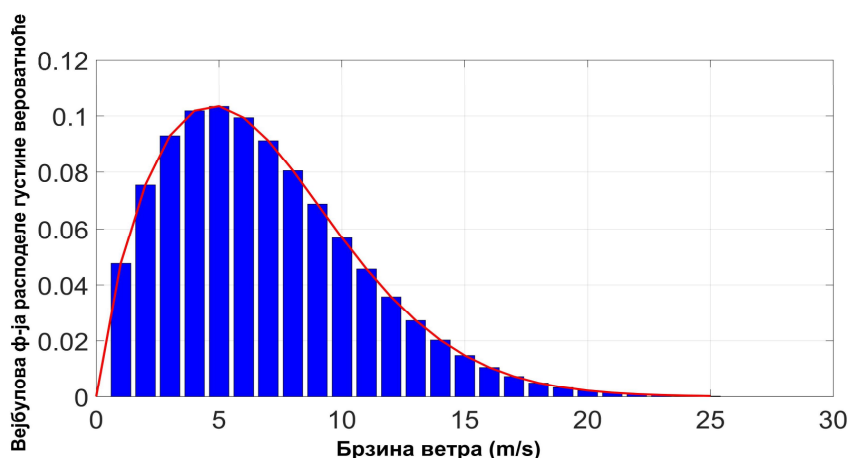
У циљу проналажења оптималног решења неопходно је, за сваки од потенцијалних модела ветроагрегата, варирати висину стуба и вршити прорачун годишње производње електричне енергије. Ветроагрегат Siemens SWT 3,6 MW-130 m са стубом висине  $H=120$  m одабран је као референтни ветроагрегат. Прорачун производње је вршен на основу расположивих десетоминутних мерења брзине ветра на циљној локацији Баваништанско поље у периоду од 1.8.2008.-31.7.2009. године.

На сл. 5.9 је приказана стандардна крива снаге тест ветроагрегата.



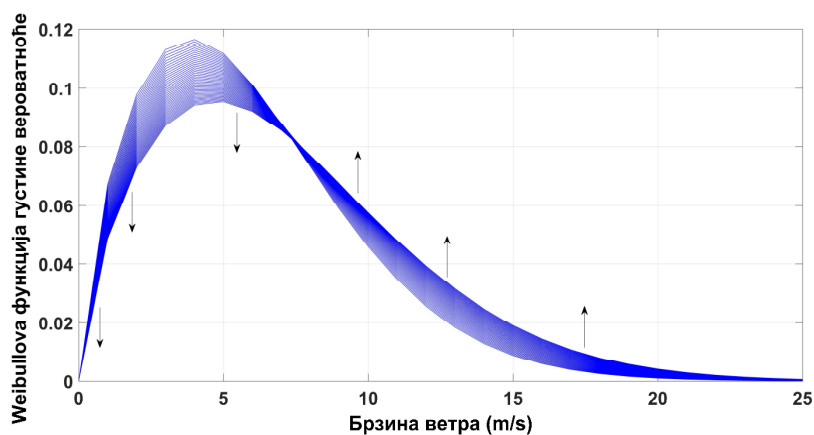
Сл. 5.9: Крива снаге ветроагрегата Siemens SWT 3,6 MW-130 m

За естимацију Вејбулових параметара коришћена је метода максимума вероватноће одступања. Екстраполација мерних података о брзини ветра на висину осовине стуба ветротурбине је извршена на основу експоненцијалног модела, као што је описано у одељку 5.2.2. Графички приказ Вејбулове функције густине вероватноће је дат на сл. 5.10. Прорачунате вредности параметара Вејбулове функције на висини  $H=120$  m су  $k=1,76$  и  $c=7,67$  m/s.

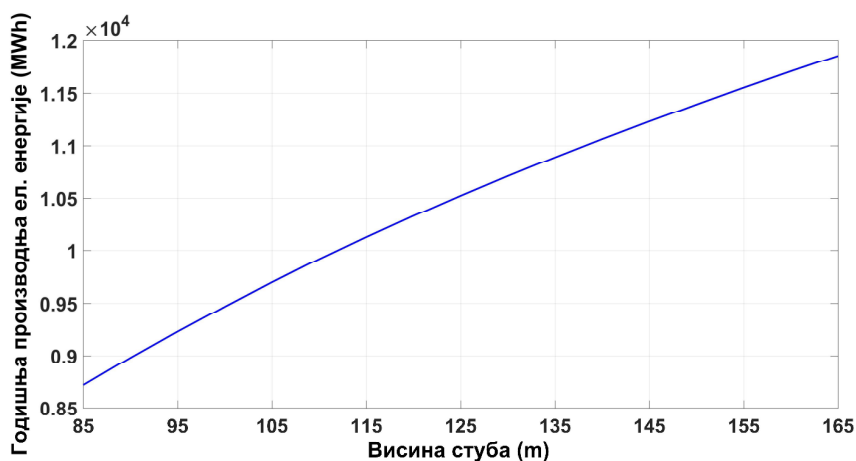
Сл. 5.10: Вејбулова функција густине расподеле вероватноће јављања брзина ветра на локацији Баваништанско поље, за висину стуба  $H= 120$  m

Висина стуба ветроагрегата коришћеног у анализама је варирана у опсегу од 85 m до 165 m (опсег висина у којем се израђује стуб ветроагрегата Siemens SWT 3,6 MW). Прорачун годишње производње електричне енергије је извршен за читав опсег висина стуба, од минималне до максималне вредности, на основу модела описаног у поглављу 5.2.4. Висина стуба је варирана са кораком од 5 m, док су сви остали параметри ветроагрегата остали непромењени. Промена Вејбулове функције густине расподеле вероватноће са висином стуба приказана је на сл. 5.11. Стрелице на сл. 5.11 показују смер промене функције са порастом висине стуба.

Како је енергија производње ветроагрегата одређена Вејбуловом функцијом расподеле густине вероватноће јављања ветра и кривом снаге ветроагрегата, она се може изразити у функцији висине стуба (сл. 5.12). Сл. 5.12 показује да би, у случају да је ветротурбина постављена на стуб висине 135 m уместо 120 m, годишња производња електричне енергије била увећана са 10.330 MWh на 10.890 MWh, односно за 5,42 %. Стога се са повећањем висине стуба ветроагрегата на циљној локацији може постићи значајан пораст производње ветроагрегата.



Сл. 5.11: Вејбулова функција густине расподеле вероватноће јављања брзина ветра за различите висине стуба ветроагрегата

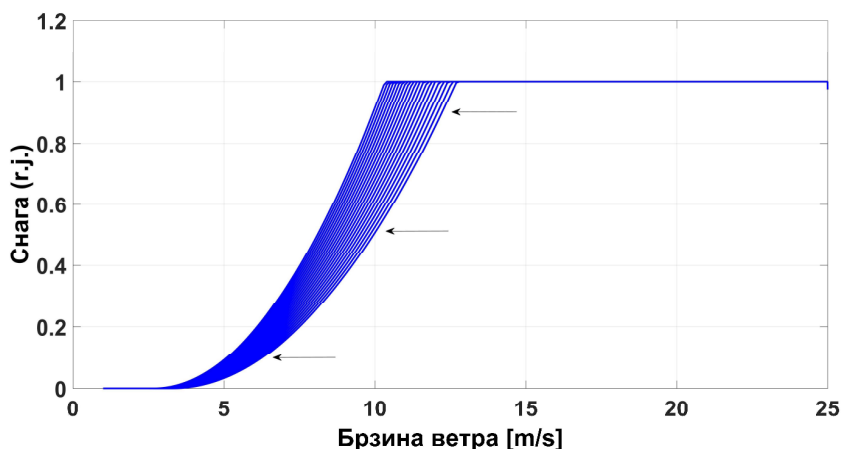


Сл. 5.12: Утицај висине стуба на промену годишње производње ветроагрегата SWT 3,6 MW-130 m на локацији Баваништанско поље

### 5.6.2. Утицај пречника ротора на производњу ветроагрегата

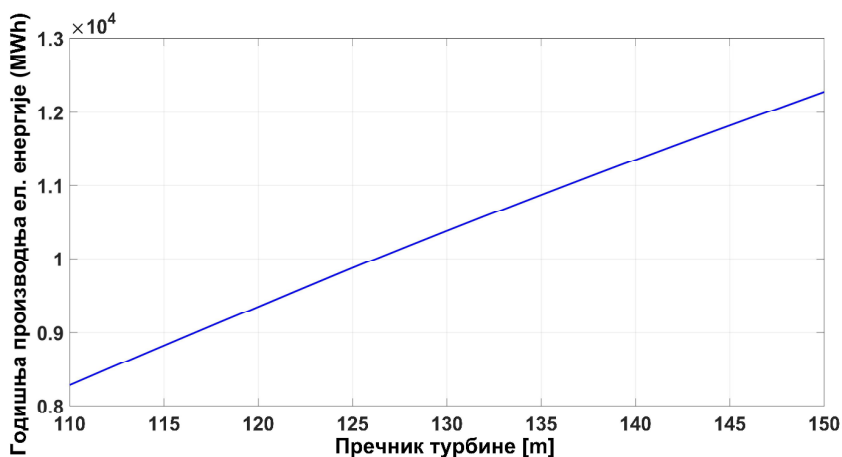
Снага производње ветроагрегата зависи од површине коју при ротацији опишу лопатице ветротурбине. Што је већа површина коју опишу лопатице, то се већа енергија ветра може искористити. При брзинама ветра  $V < V_n$  ветротурбина ради са максималном ефикасношћу (осим у опсегу брзина блиских номиналној брзини  $V_n$ ), па је снага производње ветроагрегата сразмерна површини коју при ротацији пребришу лопатице. За све брзине ветра  $V > V_n$  површина коју пребришу лопатице ветротурбине није у потпуности искоришћена, јер ветротурбина ради са аеромеханичким кочењем тј. са редукованом ефикасношћу. Из тог разлога је за локације са slabим ветром економски оправдано користити ветротурбине што већег пречника. Такође, пораст пречника је повезан са значајним порастом инвестиционих трошкова, стога оптимизација пречника ветротурбине захтева детаљну економску анализу.

У наредној анализи вариран је пречник тест ветроагрегата у опсегу од 110 m до 150 m, са кораком од 2 m. Претпостављено је да за све вредности пречника ветротурбина задржава исти степен искоришћења као и за референтну ветротурбину, у опсегу од брзине укључења ( $V_{ci}$ ) до одговарајуће називне брзине ( $V_n$ ). Сл. 5.13 показује криве снаге ветроагрегата који имају исту висину стуба  $H=120$  m, исту називну снагу  $P_n=3,6$  MW и пречник турбине  $D$  који варира у опсегу од 110 m до 150 m. Стрелице на сл. 5.13 показују смер промене криве снаге са порастом пречника ветротурбине.



Сл. 5.13: Криве снаге ветроагрегата истих висина стуба и називних снага, а различитих пречника турбине

Извршен је прорачун годишње производње електричне енергије тест ветроагрегата и резултати прорачуна су приказани на сл. 5.14. Анализе показују да би на анализираној локацији тест ветротурбина пречника ротора  $D=130$  m произвела  $W=10.575$  MWh годишње, што је за 13% више у поређењу са идентичном ветротурбином пречника  $D=120$  m чија је процењена годишња производња  $W=9.352,5$  MWh. Стога се може закључити да је пречник ветротурбине један од најважнијих параметара ветроагрегата, од којег значајно зависи годишња производња електричне енергије ветроагрегата.



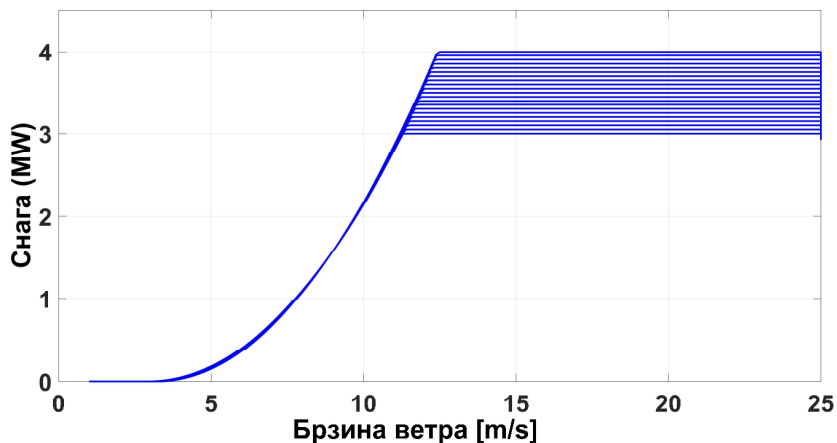
Сл. 5.14: Утицај пречника турбине на промену годишње производње ветроагрегата SWT 3,6 MW-130 m на локацији Баваништанско поље

### 5.6.3. Утицај називне снаге ветроагрегата на годишњу производњу електричне енергије

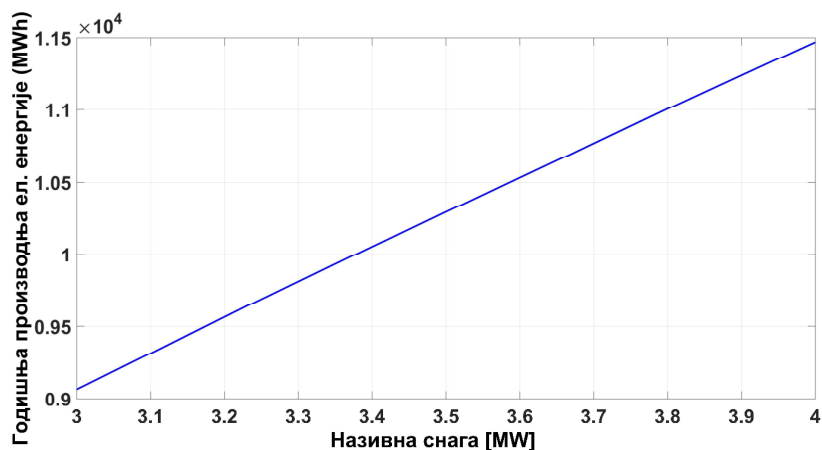
За сваку локацију, за изабрану ветротурбину, постоји економска називна брзина ветра  $V_e$  при којој се постижу минимални трошкови производње електричне енергије. Ако је  $V_n < V_e$  ветротурбина није оптимално изабрана и значајна енергија ветра ће остати неискоришћена услед ниске називне снаге ветроагрегата. Ако је  $V_n > V_e$  ветротурбина је предимензионисана, односно већа производња неће оправдати додатне инвестиционе трошкове. Сл. 5.15 приказује криве снаге ветроагрегата који имају исту висину стуба  $H=120$  m, исти пречник турбине  $D=130$  m и називну снагу  $P_n$  која варира у опсегу од 3 MW до 4 MW.

Промена годишње производње електричне енергије ветроагрегата са променом називне снаге ветроагрегата приказана је на сл. 5.16. Са променом називне снаге са  $P_n=3$  MW на  $P_n=3,2$  MW годишња производња електричне енергије ветроагрегата би се повећала са  $W=9.065$  MWh на  $W=9.562,6$  MWh, односно за око 5,4%. Овај пораст није униформан,

односно у случају да називна снага порасте са  $P_n=3,6$  MW на  $P_n=4$  MW, годишња производња електричне енергије ветроагрегата би се повећала за 8,5%. Стога је, у циљу одређивања оптималног пречника турбине, неопходно извршити детаљну *cost benefit* анализу.



Сл. 5.15: Криве снаге ветроагрегата исте висине стуба и пречника турбине, а различите називне снаге



Сл. 5.16: Утицај називне снаге на производњу ветроагрегата за  $D=130$  m,  $H=120$  m, на локацији Баваништанско поље

#### 5.6.4. Оптимални параметри ветроагрегата на локацијама са различитим условима ветра

У наредним анализама, применом модела и алгоритма развијених у овом поглављу, одређени су оптимални параметри ветроагрегата инсталираних на локацијама са различитим условима ветра. Анализиране су три локације: локација са умереним, ниским и високим потенцијалом ветра. На основу резултата оптимизације извршене су анализе осетљивости укупних инвестиционих трошкова и годишње производње електричне енергије на промену оптимизационих параметара. У циљу верификације резултата, поређени су резултати оптимизације добијени применом три различита оптимизациона алгоритма. На крају, анализиран је утицај варијације улазних параметара на вредност оптималних параметара ветроагрегата. Границе променљивих у оптимизационом проблему су одређене на основу опсега у којима се израђују ветроагрегати водећих комерцијалних произвођача SiemensGamesa, Vestas и Nordex (таб. 5.3). Детаљне информације о улазним параметарима ГА-а у Matlab-у приказане су у таб. 5.4.



Таб. 5.3: Минималне и максималне вредности параметара ветроагрегата

Променљива	Минимална вредност	Максимална вредност
Висина стуба (m)	65	165
Називна снага ВА (MW)	2	6
Пречник турбине (m)	90	170

Таб. 5.4: Улазне променљиве ГА-а

Променљива	Вредност
Број променљивих	3
Корак промене	$10^{-3}$
Величина популације	50
Доња граница променљивих	[65 2 90]
Горња граница променљивих	[165 6 170]
Функција декодирања	Функција зависна од ограничења
Функција скалирања	Функција ранга
Функција селекције	Стохастичко униформна
Функција мутације	Функција зависна од ограничења
Функција укрштања	Функција зависна од ограничења
Вероватноћа укрштања	0,75
Критеријум заустављања	100 генерација или $MSE < 10^{-6}$

Најпре је формирана иницијална популација променљивих које узимају вредности унутар домена претраге. Сваки елемент популације представља вектор чија дужина одговара броју променљивих у оптимизационој проблему (висина стуба, пречник турбине и називна снага ветроагрегата). Вредност фитнес функције за сваки елемент представља њен квалитет. Функција скалирања претвара вредности које враћа фитнес функција у вредности које припадају опсегу погодном за функцију селекције. *Rank* функција скалира вредности на основу ранга сваког појединца, тј. његове позиције у сортираним резултатима: ранг најпогоднијег појединца је 1, следећи најприкладнији је 2 итд. Функција стохастичког униформног избора бира јединке за следећу генерацију на основу вредности које враћа функција скалирања. Функција укрштања омогућава алгоритму да из различитих појединаца издвоји најбоље гене и рекомбинује их у потенцијално супериорније појединце. Мутација додаје разноликост популацији и тиме повећава вероватноћу да ће алгоритам генерисати боље појединце. У свакој итерацији алгоритам ствара нову популацију. Генетски алгоритам се зауставља након 100 итерација или када вредност средњег квадратног одступања у генерацији *MSE* (*mean squared error*) постане мања од  $10^{-6}$ .

## 5.7. Резултати анализа

### 5.7.1. Локација са умереним потенцијалом ветра

Први анализирани случај је ветроелектрана инсталирана на локацији села Долово, недалеко од Панчева, у јужнобанатском региону Војводине. Регион Јужног Баната карактерише умерени потенцијал ветра [122]. Прорачун годишње производње електричне енергије је извршен на основу десетоминутних мерења брзине ветра на циљној локацији у периоду од 1.1.2018.-31.12.2018. године, на стубу висине 125 m. Са аспекта храпавости терена, циљну локацију карактерише веома раван терен са пољопривредним усевима (пшеница, кукуруз и сунцокрет). Висински коефицијент смицања ветра је прорачунат на основу мерења брзине ветра на више различитих висина и његова средња годишња вредност

је релативно висока и износи 0,24 [113]. Вредности параметара Вејбулове функције густине расподеле вероватноће су  $k=1,72$  и  $c=7,7$  m/s на висини од 125 m. Циљ је одредити оптималне параметре ветроагрегата на анализираној локацији.

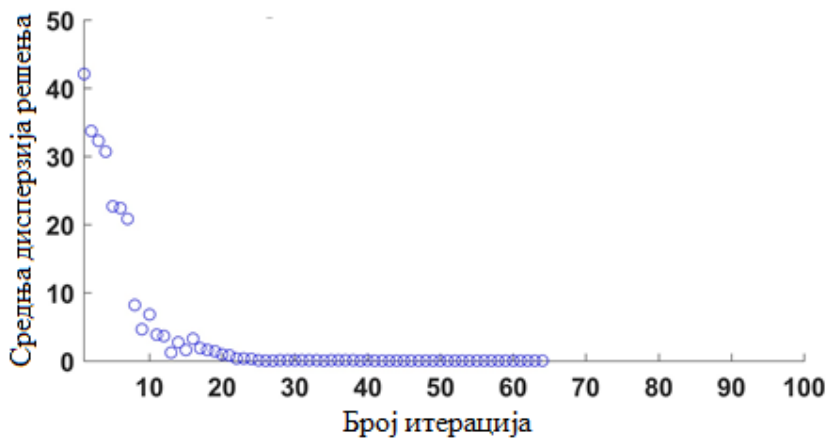
Резултати оптимизације применом ГА-а су приказани у таб. 5.5 и на сл. 5.17. Сл. 5.17а приказује промену вредности фитнес функције са бројем итерација. Тачке на дну графика на сл. 5.17а представљају најбоље вредности фитнес функције, док тачке изнад представљају средње вредности фитнес функције у свакој итерацији. Најбоље вредности фитнес функције расту брзо у првим итерацијама, када су променљиве далеко од својих оптималних вредности, док је овај раст спорији у каснијим итерацијама када су вредности променљивих ближе оптималним. Оптимални резултати се достижу након приближно 40 итерација и задржавају своје вредности све до испуњавања критеријума заустављања. Стабилност решења такође потврђује дисперзија решења са бројем итерација (сл. 5.17б).

Таб. 5.5: Оптималне вредности параметара

Променљива	$h_{opt}$ (m)	$P_{opt}$ (MW)	$D_{opt}$ (m)	LCOE (€/MWh)
Вредност	108,724	3,522	123,831	49,549



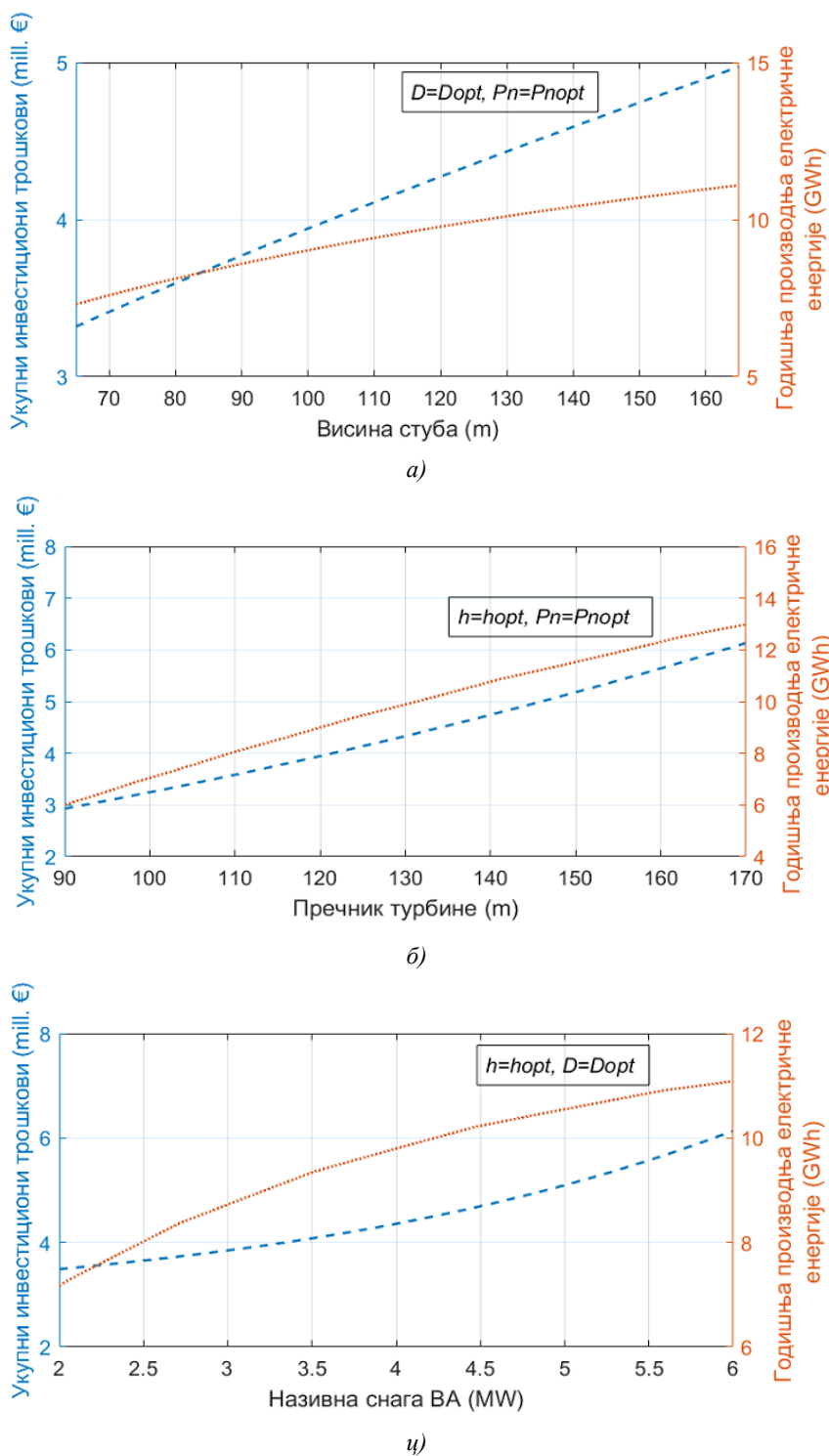
а)



б)

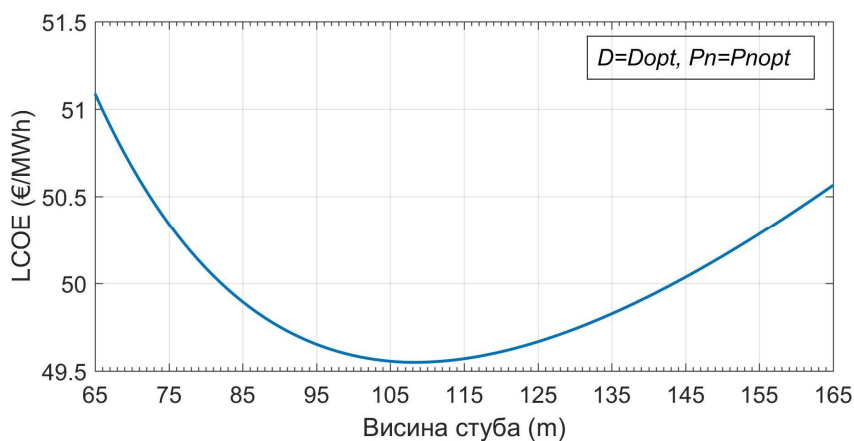
Сл. 5.17: (а) Варијација вредности фитнес функције са бројем итерација при оптимизацији применом ГА-а, (б) средња дисперзија решења

Графици на сл. 5.18 показују промену укупних инвестиционих трошкова и годишње производње електричне енергије ветроагрегата са променом оптимизационих параметара. При промени једне променљиве, остале променљиве узимају своје оптималне вредности.

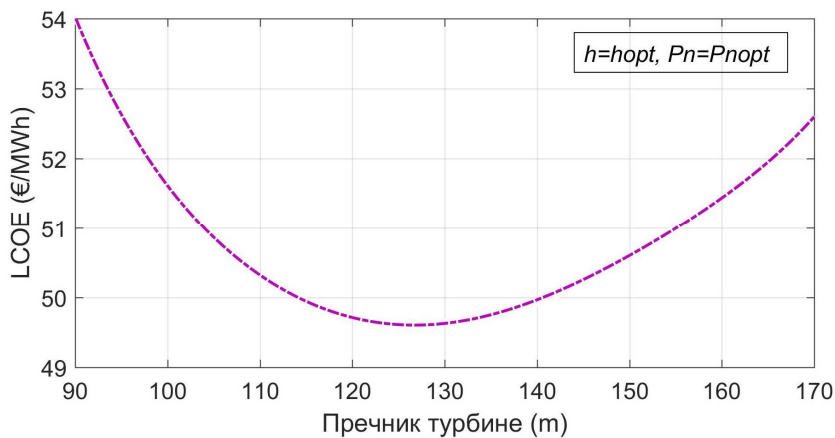


Сл. 5.18: Утицај (а) висине стуба, (б) пречника турбине (в) називне снаге ветроагрегата на укупне инвестиционе трошкове и годишњу производњу електричне енергије тест ветроагрегата

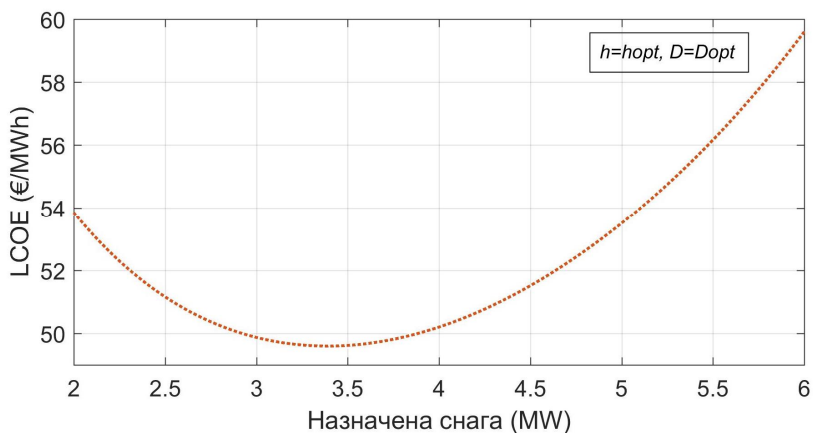
Промена  $LCOE$  са променом оптимизационих параметара у анализираном случају приказана је на сл. 5.19. Са порастом оптимизационих параметара у односу на њихове оптималне вредности, укупни инвестициони трошкови расту брже од годишње производње електричне енергије, стога  $LCOE$  расту. Са друге стране, када се висина стуба, пречник турбине и називна снага ветроагрегата смањују у односу на своје оптималне вредности, укупни инвестициони трошкови опадају спорије од годишње производње електричне енергије, што за резултат има повећање  $LCOE$ .



a)



б)



ц)

Сл. 5.19: Промена LCOE са променом (а) висине стуба, (б) пречника турбине, (ц) називне снаге ветроагрегата

У циљу квантификовања утицаја сваке од променљивих појединачно, анализиран је случај инсталирања неколико ветроагрегата на циљној локацији, различитих димензија и називне снаге у односу на референтни ветроагрегат (таб. 5.6). Siemens SWT 3,6 MW-130 m са висином стуба  $H=120$  m је коришћен као референтни ветроагрегат на циљној локацији, како су његове карактеристике најближе оптималним.

Таб. 5.6: Компаративна анализа кључних индикатора

Променљива	$h_{ref}=120m$ $P_{nref}=3.6MW$ $D_{ref}=130m$	$h=65m$ $P_n=3.6MW$ $D=130m$	$h=165m$ $P_n=3.6MW$ $D=130m$	$h=120m$ $P_n=2.6MW$ $D=129m$	$h=120m$ $P_n=5MW$ $D=132m$	$h=120m$ $P_n=3.6MW$ $D=117m$	$h=120m$ $P_n=3.6MW$ $D=137m$
$I_0$ (10 <sup>3</sup> €)	4.568,3	3.544,1	5.318,6	4.085,5	5.618,4	4.043,1	4.869,03
$\Delta I_0$ (%)	-	-22,42%	16,42%	-10,57%	22,99%	-11,69%	12,22%
AEP (MWh)	10.397,9	7.840,4	11.755,5	8.825,4	12.089,7	9.177,6	11.014,6
$\Delta AEP$ (%)	-	-24,59%	13,06%	-15,12%	16,27%	-12,31%	9,19%
LCOE (€/MWh)	49,78	50,87	50,91	51,81	51,97	49,89	50,02
$\Delta LCOE$ (%)	-	2,1%	2,2%	4,1%	4,4%	0,2%	0,4%

Са променом висине стуба у опсегу од 65 m до 165 m, тј. у опсегу од 0,54 до 1,38 референтне вредности  $h_{ref}$ , LCOE расту за 2,1% тј. 2,2% у односу на референтну вредност, за почетну и крајњу тачку посматраног опсега респективно. У анализираном случају, утицај смањења висине стуба у односу на референтну вредност, на трошкове, је мањи него на годишњу производњу електричне енергије. Ефекат повећања висине стуба у односу на референтну вредност, на трошкове, је већи него на годишњу производњу електричне енергије. Виши стуб значи веће брзине ветра и пораст одговарајућих фактора облика и фактора скалирања, али такође и ниже вредности густине ваздуха ветроагрегата. Тренд пораста годишње производње електричне енергије постаје нижи са порастом висине стуба, док укупни инвестициони трошкови расту готово линеарно са порастом висине стуба (сл. 5.18а). Пречник турбине се мења у опсегу од 117 m до 137 m односно 0,97 до 1,14 референтне вредности, док се LCOE повећавају за 0,2% тј. 0,4% у односу на референтну вредност, за почетну и крајњу тачку посматраног опсега респективно. Разлог за малу варијацију пречника је узак опсег промене односа  $D/P_n$  за који се израђују комерцијалне ветротурбине. Ефекат редукције пречника турбине у односу на референтну вредност, на трошкове, је мало мањи него на годишњу производњу електричне енергије, док је ефекат повећања пречника турбине у односу на референтну вредност, на трошкове, мало већи него на годишњу производњу електричне енергије (сл. 5.18б).

Називна снага ветроагрегата се мења у опсегу од 2,6 MW до 5 MW, односно у опсегу од 0,72 до 1,92 референтне вредности, док се LCOE повећавају за 4,1% тј. 4,4% у односу на референтну вредност, за почетну и крајњу тачку посматраног опсега респективно. Тренд пораста годишње производње електричне енергије постаје нижи са порастом називне снаге ветроагрегата, док тренд пораста укупних инвестиционих трошкова постаје већи са порастом називне снаге ветроагрегата. (сл. 5.18ц).

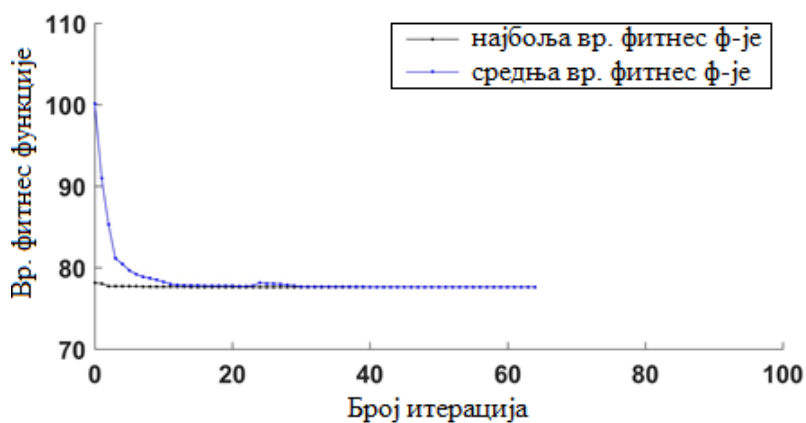
Таб. 5.6 приказује вредности LCOE које се постижу на циљној локацији коришћењем ветроагрегата са карактеристикама блиским оптималним (референтни ветроагрегат) и неколико произвољних ветроагрегата са вредностима висина стубова, пречника турбина и називних снага ветроагрегата за које се израђују комерцијални ветроагрегати. Резултати показују да су LCOE виши у свим случајевима коришћења произвољних ветроагрегата у односу на референтни ветроагрегат, чије су карактеристике блиске оптималним. На основу резултата на сл. 5.19, ако се сва три параметра варирају у истом опсегу ( $\pm 30\%$  референтне вредности), односно висина стуба варира у опсегу од 76 m до 141,3 m ( $\pm 30\% h_{opt}$ ), LCOE варира у опсегу од 50,3 €/MWh до 49,9 €/MWh, пречник турбине варира у опсегу од 86,7 m до 160,9 m ( $\pm 30\% D_{opt}$ ), LCOE варира у опсегу од 54 €/MWh до 51,6 €/MWh и називна снага варира у опсегу од 2,5 MW до 4,6 MW ( $\pm 30\% P_{opt}$ ), LCOE варира у опсегу од 51,1 €/MWh до 51,6 €/MWh, респективно. Стога, висина стуба има најмањи, док пречник турбине има највећи инкрементални утицај на LCOE.

## 5.7.2. Локација са slabим потенцијалом енергије ветра

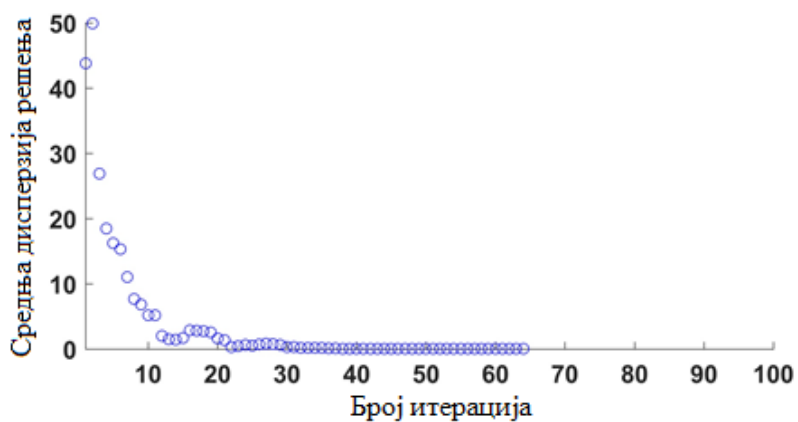
У другом случају, тест ветроагрегат је инсталиран на локацији Дуга Пољана, селу у југозападном делу Србије, на Пештерској висоравни. Анализирани регион карактеришу релативно слаби ветрови. Прорачун је извршен на основу расположивих десетоминутних мерења брзине ветра на циљној локацији у периоду од 3.4.2010.-2.4.2011. године која су спроведена на мерном стубу висине 60 m. На основу мерења брзине ветра на више различитих висина, закључено је да висински профил ветра карактерише мала вредност коефицијента смицања ветра, чија просечна годишња вредност износи око 0,1. Вредности параметара Вејбулове функције густине расподеле вероватноће износе  $k=1,76$  и  $c=5,3$  m/s на висини од 60 m. Резултати оптимизације добијени применом ГА-а приказани су у таб. 5.7 и на сл. 5.20.

Таб. 5.7: Оптималне вредности параметара

Променљива	$h_{opt}$ (m)	$P_{nopt}$ (MW)	$D_{opt}$ (m)	LCOE (€/MWh)
Вредност	134,985	2,711	146,707	77,625



а)



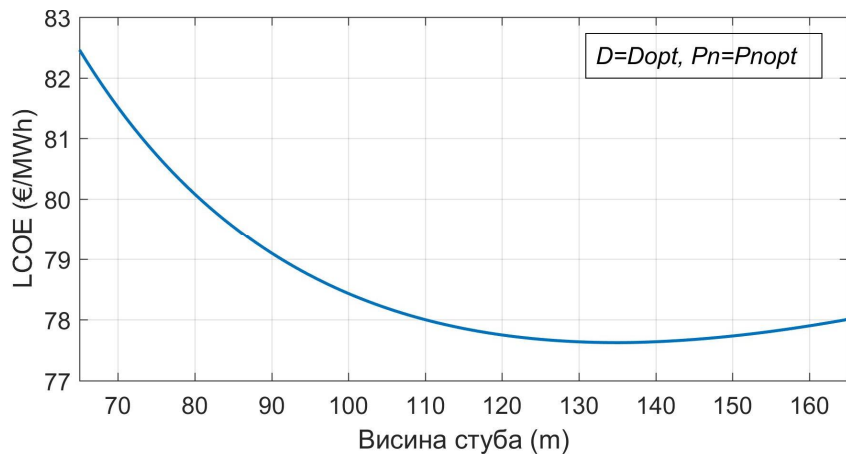
б)

Сл. 5.20: (а) Варијација вредности фитнес функције са бројем итерација при оптимизацији применом ГА-а, (б) средња дисперзија решења

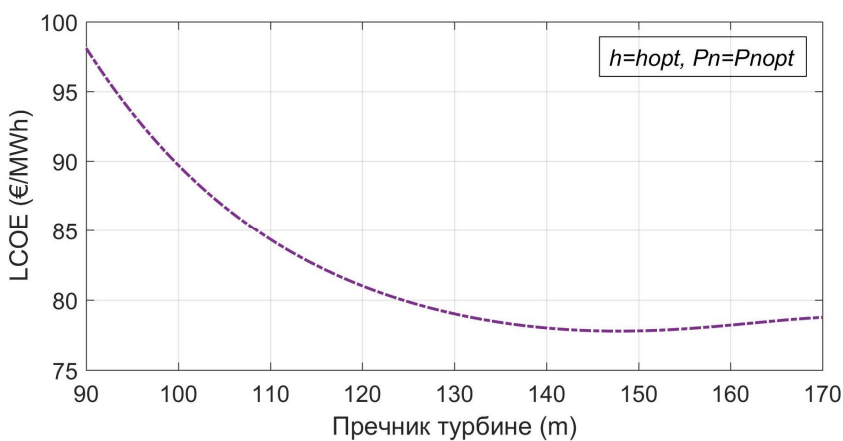
На основу резултата може се закључити да се за анализирану локацију са slabим ветром економски најбоље искоришћење енергије ветра постиже коришћењем ветроагрегата мање називне снага и већих димензија. Већи пречник ротора значи да ветротурбина може да захвати већу енергију ветра, што даље утиче на повећање производње ветроагрегата. Такође, виши стуб значи мање турбуленције и већу годишњу производњу електричне енергије. С обзиром на то да је брзина ветра на оваквим локацијама најчешће мања од називне брзине,

повећање висине стуба резултује да је повећање производње електричне енергије релативно веће него код ветровитијих локација.

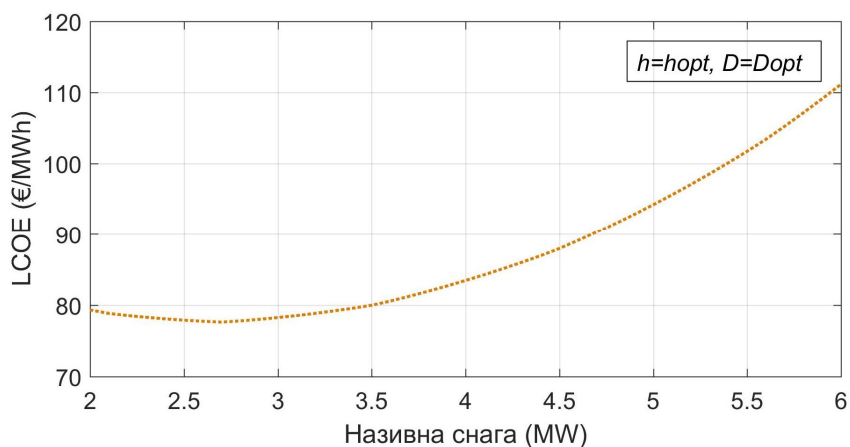
$LCOE$  у функцији оптимизационих параметара у анализираном случају приказани су на сл. 5.21. На основу резултата се може закључити да за ниже вредности висине стуба и пречника турбине  $LCOE$  расте брже, па стога ветроагрегат већих димензија треба изабрати у циљу постизања већих економских бенефита.



а)



б)



ц)

Сл. 5.21: Промена  $LCOE$  са променом: (а) висине стуба, (б) пречника турбине, (ц) називне снаге ветроагрегата

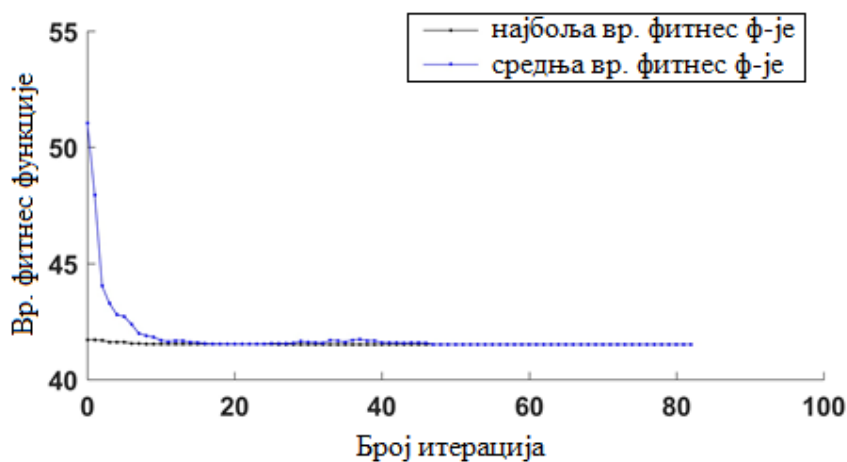
### 5.7.3. Локација са високим потенцијалом енергије ветра

У трећем случају, тест ветроагрегат је инсталиран на локацији Синкат, област Црвеног мора, Судан. Планински регион западно од обале има веома висок потенцијал ветра, погодан за развој пројеката ветроелектрана великих снага. Годишња производња електричне енергије је одређена на основу сатних вредности брзина ветра на циљној локацији у периоду од 1.1.2017.-31.12.2017. године. На основу једногодишње базе сатних брзина ветра са различитих висина, утврђено је да профил ветра карактерише висински коефицијент смицања ветра чија је просечна годишња вредност  $\alpha=0,175$ . Вредности параметара Вејбулове функције густине расподеле вероватноће износе  $k=3,29$  и  $c=9,5$  m/s на висини од 110 m. Резултати оптимизације ГА-а су приказани у таб. 5.8 и на сл. 5.22.

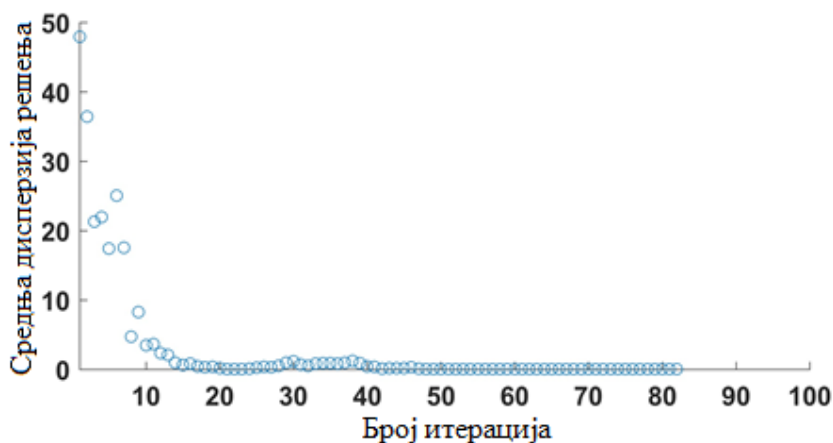
Резултати показују да за посматрану локацију  $h_{opt}$  и  $D_{opt}$  опадају, док  $P_{nort}$  расте. Најјекономичније искоришћење енергије ветра на анализираној локацији постиже се коришћењем ветроагрегата веће називне снаге и мањих димензија, како ветроагрегати могу да постигну високу производњу и са нижим вредностима висине стуба и пречника турбине.

Таб. 5.8: Оптималне вредности параметара

Променљива	$h_{opt}$ (m)	$P_{nort}$ (MW)	$D_{opt}$ (m)	$LCOE$ (€/MWh)
Вредност	70,445	4,136	108,193	41,512



а)

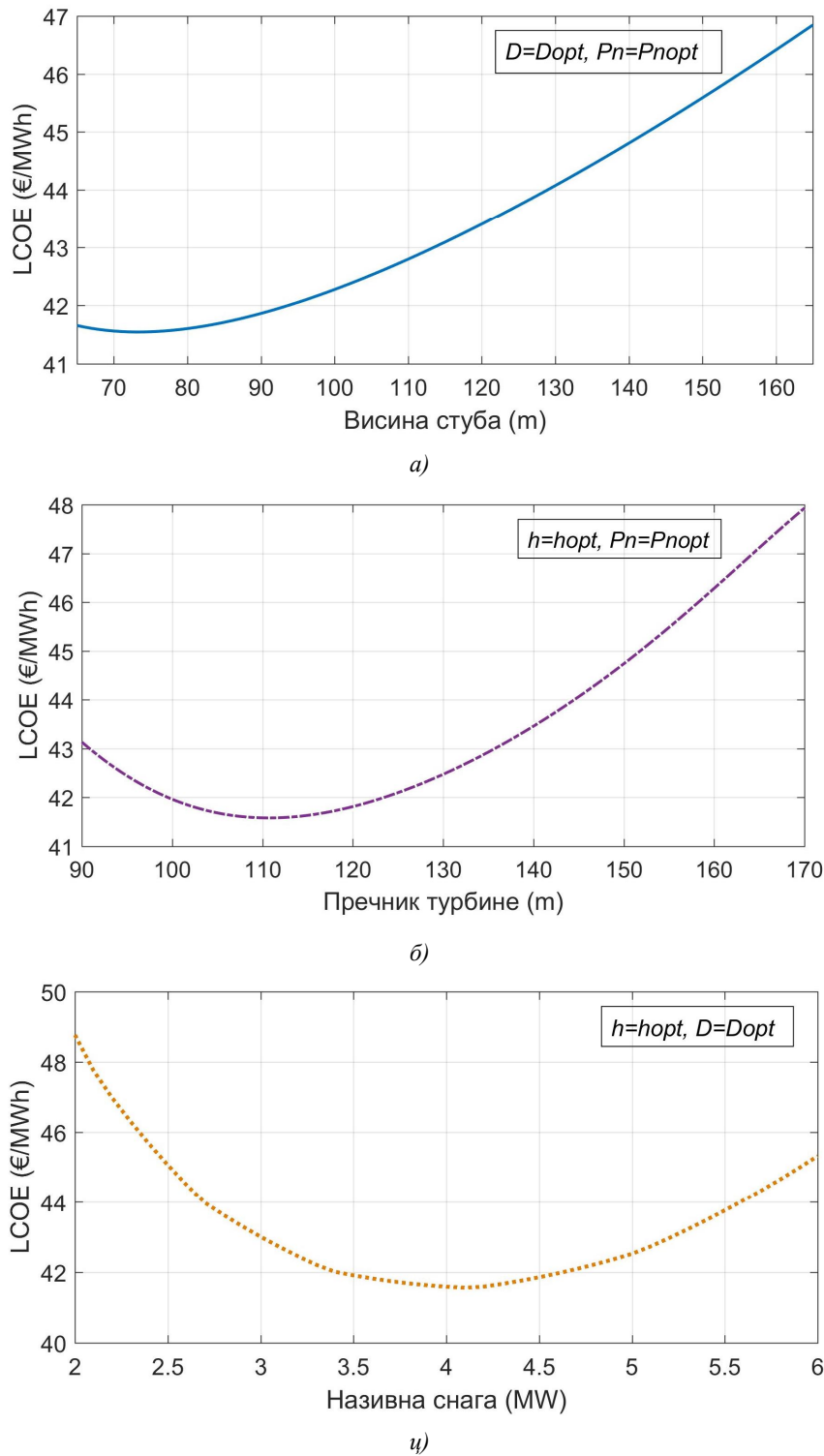


б)

Сл. 5.22: (а) Варијација вредности фитнес функције са бројем итерација при оптимизацији применом ГА-а, (б) средња дисперзија решења



Сл. 5.23 приказује  $LCOE$  у функцији оптимизационих параметара за анализирани случај. За више вредности висине стуба и пречника турбине  $LCOE$  расту брже, стога при избору ветроагрегата треба изабрати ветроагрегате мањег пречника и нижих стубова како би се постигао већи економски бенефит.



Сл. 5.23: Промена  $LCOE$  са променом: (а) висине стуба, (б) пречника турбине, (ц) називне снаге ветроагрегата

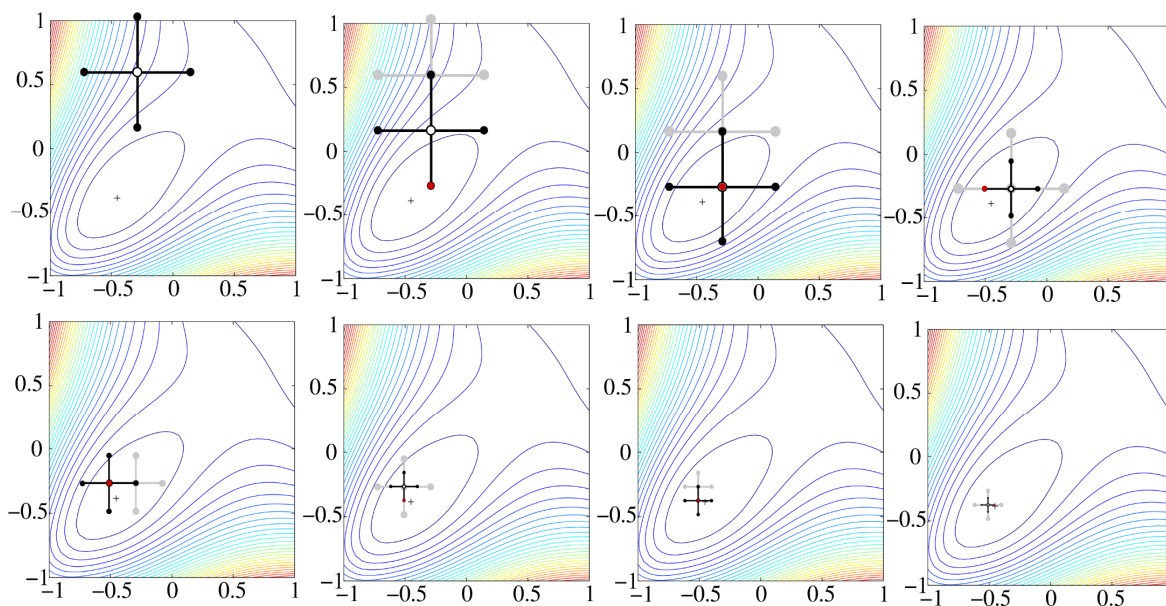
## 5.8. Упоредна анализа резултата добијених применом различитих оптимизационих алгоритама

У циљу верификације резултата добијених применом модела представљеног у раду, поређени су резултати добијени применом три различита оптимизациона алгоритама: ГА-а, алгорита претраге узорка (енг. *pattern search algorithm*) и минимакс оптимизационог алгоритама (енг. *minimax optimization algorithm*).

### 5.8.1. Оптимизација параметара ветроагрегата применом Алгорита претраге узорка

Алгоритми претраге узорка или алгоритми директног претраживања (енг. *pattern search algorithms*) представљају групу нумеричких оптимизационих алгоритама који не захтевају информације о градијенту функције циља, за разлику од традиционалних метода оптимизације које користе информације о градијенту за проналажење оптималног решења. Алгоритми директног претраживања претражују скуп тачака око иницијалне тачке, тражећи ону тачку у којој је вредност функције циља нижа од вредности у иницијалној тачки. Скуп тачака око иницијалне тачке се назива мрежа (енг. *mesh*) и формира се додавањем тренутне тачке скупу вектора који представљају узорке (енг. *pattern*). Ако алгоритам за претраживање узорка пронађе тачку у мрежи која има нижу вредност функције циља од референтне тачке, она постаје нова референтна тачка у следећем кораку алгоритама.

На сл. 5.24 приказан је пример конвергенције медотом претраге узорка. При свакој итерацији, узорак се или помера до тачке која најбоље минимизира своју циљну функцију, или се смањује у величини ако ниједна тачка није боља од тренутне тачке. Поступак се понавља све док се не постигне жељена тачност, или алгоритам достигне унапред одређени број итерација.



Сл. 5.24: Пример конвергенције Алгоритмом претраге узорка [123]

Улазне променљиве алгоритама приказане су у таб. 5.9. Фактор експанзије одређује колико пута се величина мреже повећава након успешне итерације, док фактор смањења одређује колико пута се величина мреже смањује након неуспеле итерације. Алгоритам се зауставља ако толеранција мреже опадне испод задате вредности.

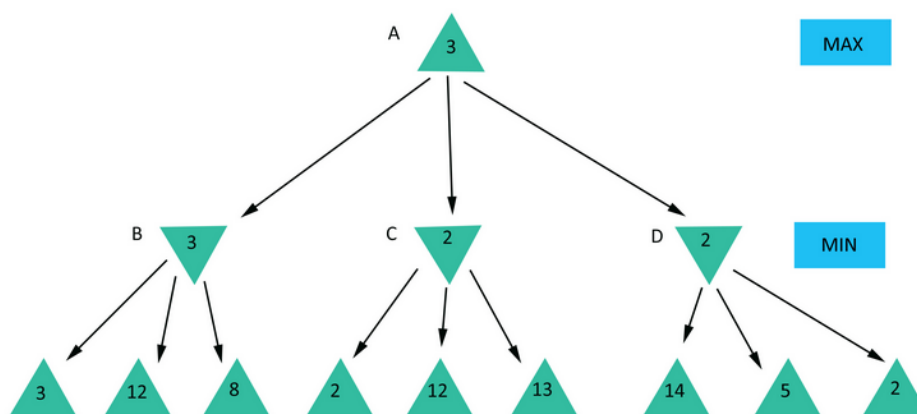
Резултати добијени применом алгоритама претраге узорка приказани су на сл. 5.26.

Таб. 5.9: Улазне променљиве методе претраге узорака

Променљива	Вредност
Број променљивих	3
Доња граница променљивих	[65 2 90]
Горња граница променљивих	[165 6 170]
Почетна тачка	[115 4 120]
Иницијална величина мреже	1,0
Максималан бр. итерација	100
Максималан бр. евалуација функције	2000
Толеранција функције	$10^{-6}$
Фактор експанзије	2
Фактор смањења	0,5
Толеранција мреже	$10^{-6}$

5.8.2. Оптимизација параметара ветроагрегата применом Минимакс оптимизационог алгоритма

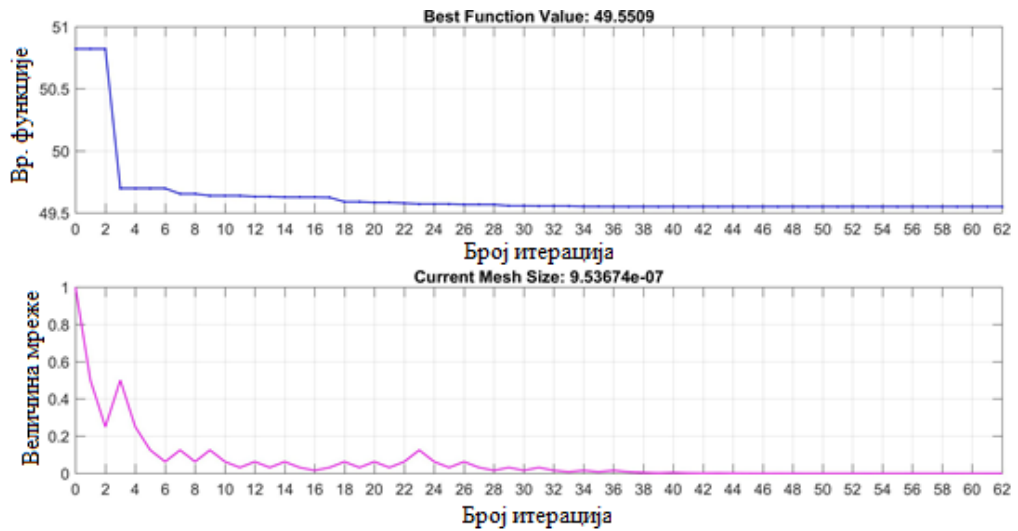
Минимакс оптимизациони алгоритам се најчешће користи у вештачкој интелигенцији, теорији одлучивања, теорији игара, статистици, за минимизирање могућих губитака који настају у најгорем могућем сценарију (највећи могући губици). Основни принцип рада минимакс оптимизационог алгоритма је приказан на сл. 5.25. Улазне променљиве алгоритма приказане су у таб. 5.10. Резултати добијени применом минимакс оптимизационог алгоритма приказани су на сл. 5.27.



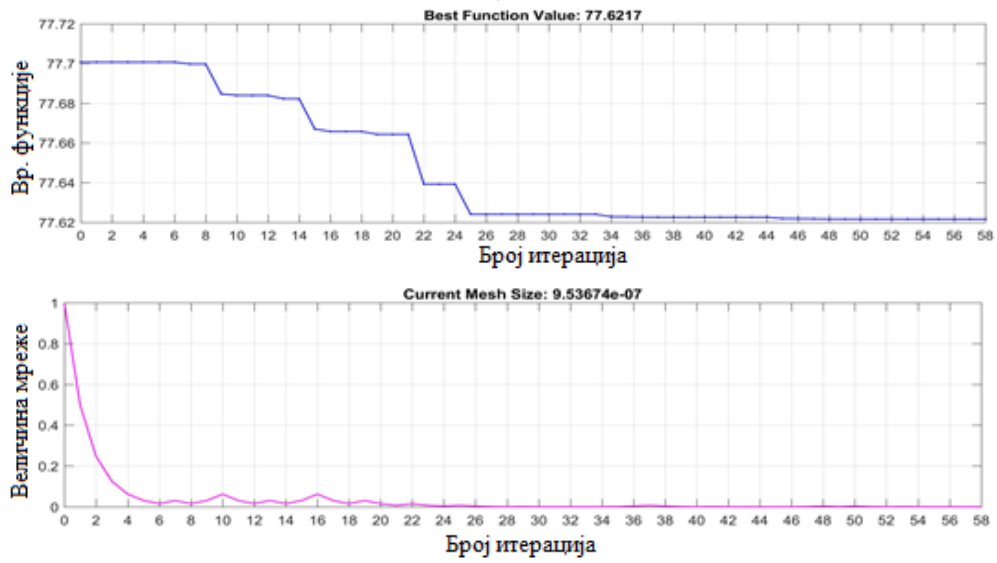
Сл. 5.25: Принцип рада Минимакс оптимизационог алгоритма [124]

Таб. 5.10: Улазне променљиве минимакс алгоритма

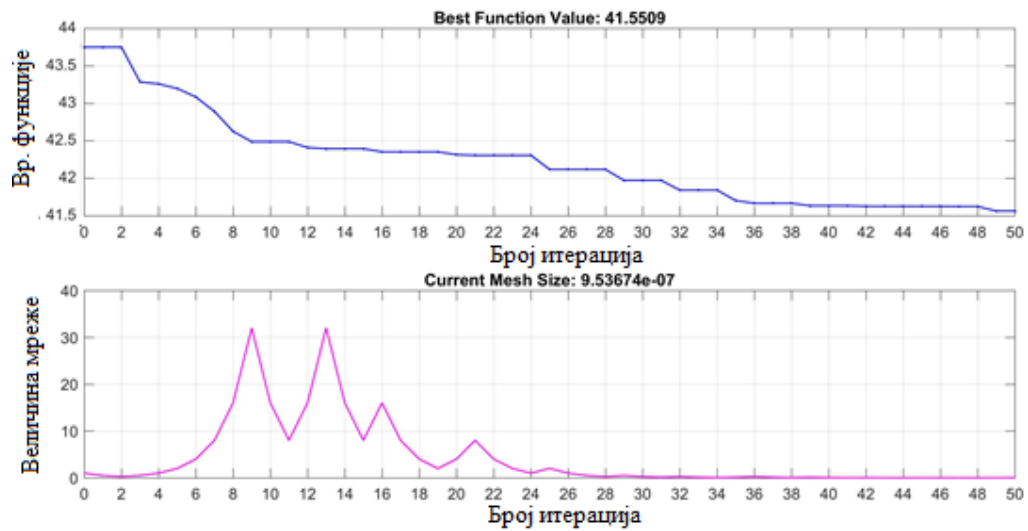
Променљива	Вредност
Број променљивих	3
Доња граница променљивих	[65 2 90]
Горња граница променљивих	[165 6 170]
Почетна тачка	[115 4 120]
Максималан бр. итерација	400
Максималан бр. евалуација функције	100
Толеранција функције	$10^{-6}$



a)

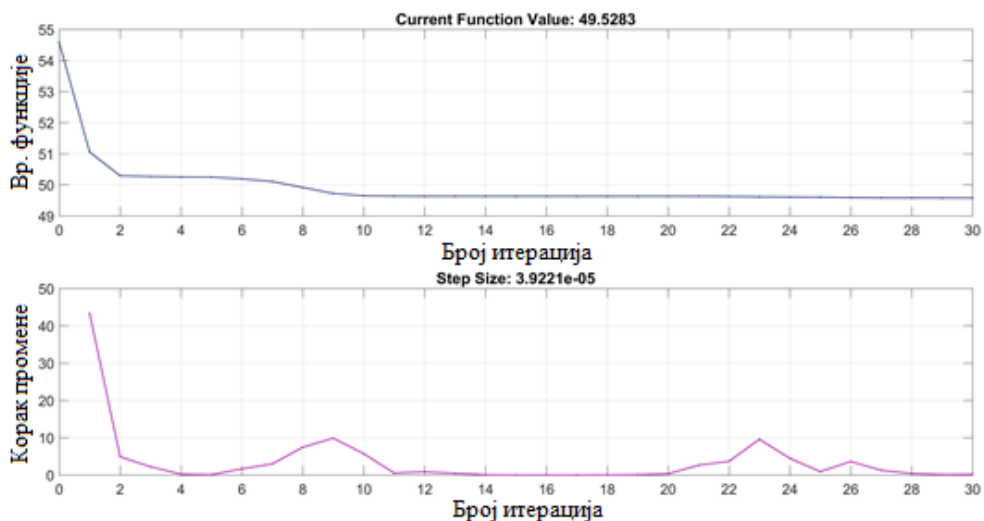


б)

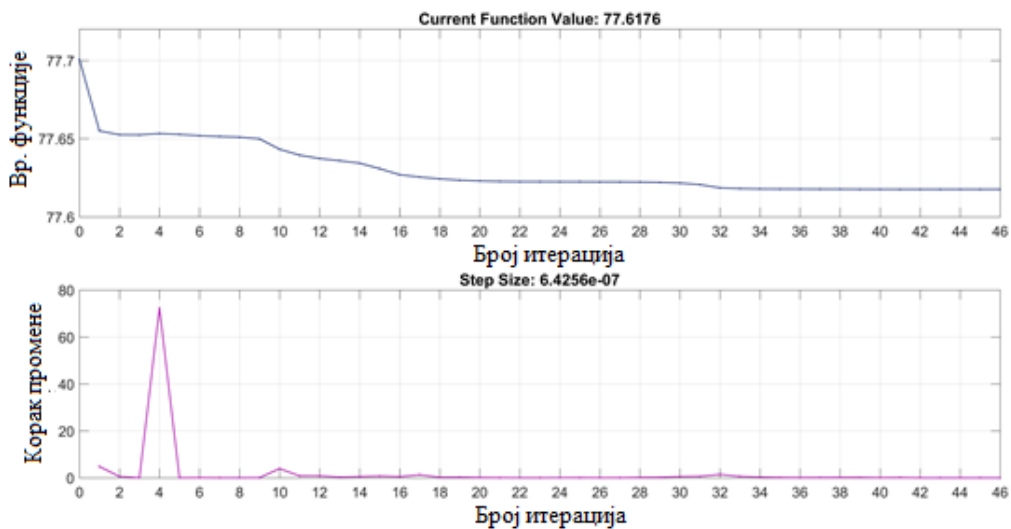


ц)

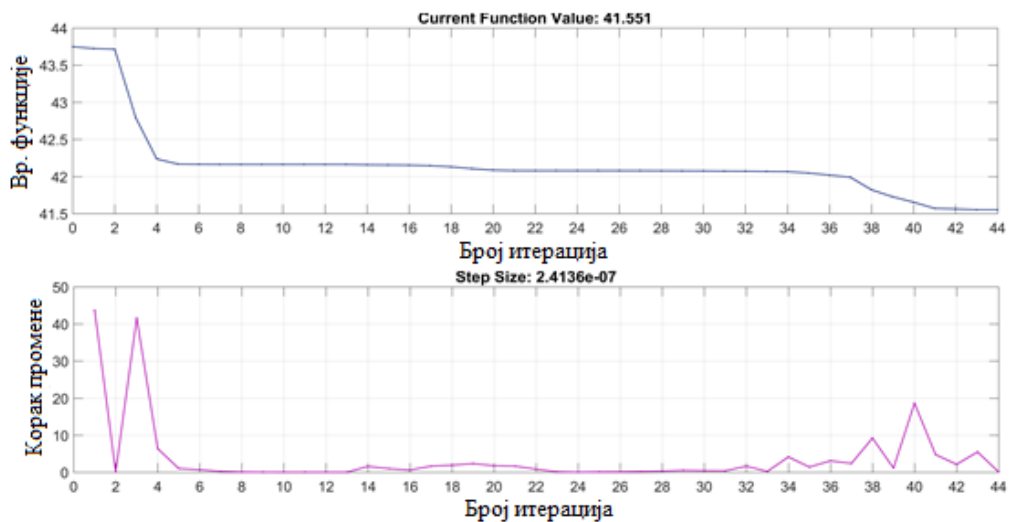
Сл. 5.26: Варијација вредности фитнес функције и средња дисперзија решења са бројем итерација при оптимизацији применом алгоритма претраге узорка за (а) случај 1, (б) случај 2, (ц) случај 3



a)



b)



c)

Сл. 5.27: Варијација вредности фитнес функције и средња дисперзија решења са бројем итерација при оптимизацији применом минимакс алгоритма за (а) случај 1, (б) случај 2, (ц) случај 3

### 5.8.3. Компаративна анализа резултата

Резултати добијени применом претходно описаних алгоритама приказани су у таб. 5.11 и на сл. 5.26 и 5.27. Анализе су спроведене за три различита случаја дискутована у поглављу 5.7.

Таб. 5.11: Оптималне вредности параметара добијене применом различитих алгоритама

Анализирани случај	Алгоритам	$h_{opt}$ (m)	$P_{nopt}$ (MW)	$D_{opt}$ (m)	LCOE (€/MWh)	Бр. итер.
локација са умереним пот. ветра	Генетски алгоритам	108,724	3,522	123,831	49,549	65
	Алгоритам претраге узорка	110,418	3,646	126	49,587	62
	Минимакс алгоритам	108,93	3,384	121,393	49,528	32
локација са ниским пот. ветра	Генетски алгоритам	134,985	2,711	146,707	77,625	63
	Алгоритам претраге узорка	132,047	2,579	143,062	77,622	58
	Минимакс алгоритам	133,252	2,632	144,531	77,618	47
локација са високим пот. ветра	Генетски алгоритам	70,445	4,136	108,193	41,512	83
	Алгоритам претраге узорка	73,765	4,282	110	41,556	50
	Минимакс алгоритам	72,939	4,118	107,87	41,543	42

На основу резултата може се закључити да ГА користи већи простор за претрагу и више итерација, док алгоритам претраге узорка и минимакс оптимизациони алгоритам сужавају одговарајући простор претраге и користе компаративно мање корака за проналажење решења. На основу оптимизационих резултата показано је да ГА, метода претраге узорка и минимакс оптимизациони алгоритам могу успешно да реше оптимизациони проблем. Резултати сва три алгоритма су веома блиски. Такође, резултати различитих алгоритама показују исти тренд: за анализирану локацију са слабим ветром, у циљу оптималног искоришћења потенцијала ветра, треба одабрати ветроагрегат мање називне снаге, вишег стуба и већег пречника турбине. Слично, за анализирану локацију са јаким ветром, треба одабрати ветроагрегат веће називне снаге, нижег стуба и мањег пречника турбине.

### 5.9. Утицај улазних параметара на вредност оптималних параметара и сведене трошкове производње електричне енергије

На коефицијент вертикалног смицања ветра поред храпавости терена битно утиче и стабилност атмосфере. Утицај атмосферске стабилности на временску варијабилност висинског профила брзине ветра се углавном занемарује при прорачунима, односно промена брзине ветра са висином се описује коришћењем једноставног, сталног вертикалног профила брзине ветра. Како се стабилност атмосфере мења на дневном и сезонском нивоу, непходно је уважити промену висинског коефицијента смицања ветра са променом стабилности атмосфере.

Овај утицај се може математички моделовати распрезањем коефицијента смицања ветра на две компоненте [125]:

$$\alpha = \alpha_0 + \alpha_t \quad (5.33)$$

где је:

$\alpha_0$  – статичка компонента висинског коефицијента смицања ветра која је последица промене храпавости терена,

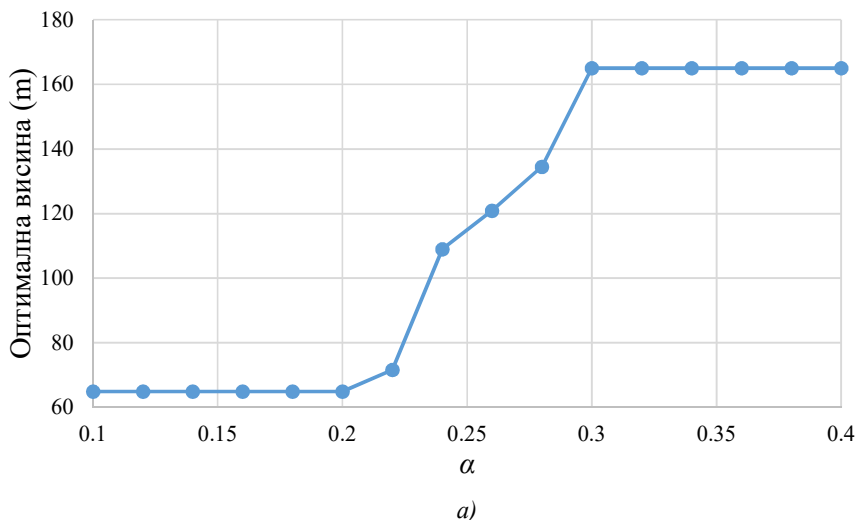
$\alpha_i$  – динамичка компонента висинског коефицијента смицања ветра која је последица промене стабилности атмосфере.

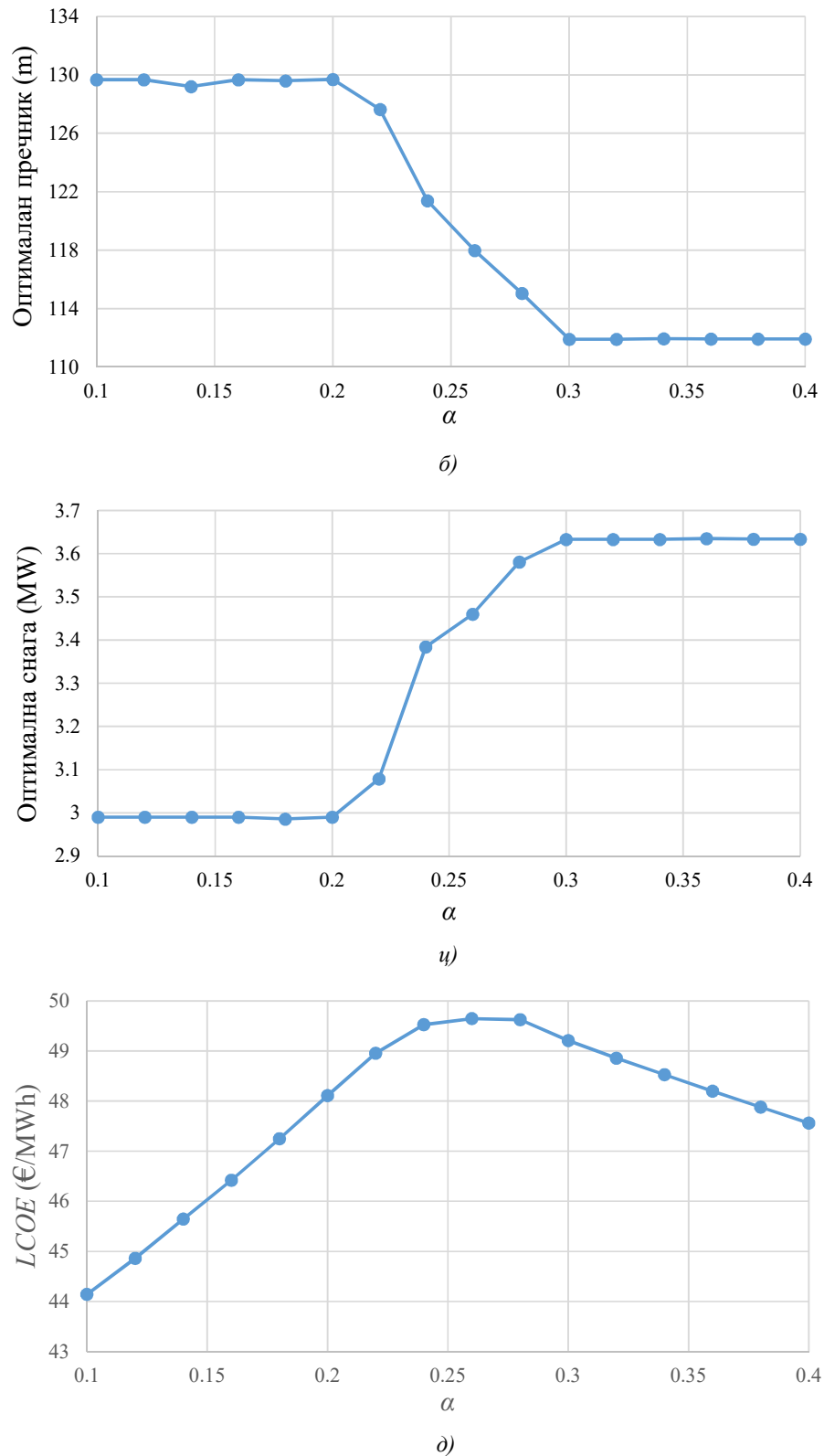
Динамичка компонента висинског коефицијента смицања ветра се може проценити на основу мерења на две различите висине  $h_1$  и  $h_2$  помоћу релације:

$$\alpha_i = \frac{\ln \left( \frac{V_{2i} \ln \frac{h_1}{z_0}}{V_{1i} \ln \frac{h_2}{z_0}} \right)}{\ln \frac{z_2}{z_1}} \quad (5.34)$$

У случају неутралне атмосфере  $\alpha_i = 0$ , нестабилне атмосфере  $\alpha_i < 0$ , док је у случају неутралне атмосфере  $\alpha_i > 0$ .

На графицима на сл. 5.28 анализиран је утицај висинског коефицијента смицања ветра на вредност оптималних параметара ветроагрегата. Висински коефицијент смицања ветра вариран је у опсегу од 0,1 до 0,4, док се вредност оптималне висине мења у опсегу од 65 m до 165 m у зависности од коефицијента смицања ветра, оптималне снаге у опсегу од 2,99 MW до 3,63 MW, оптималног пречника у опсегу од 129,67 m до 111,92 m, док се вредност *LCOE* мења од 44,14 €/MWh за најнижу до 47,56 €/MWh за највишу вредност коефицијента смицања ветра. Односно, при варијацији коефицијента смицања у опсегу од 0,42 до 1,66 референтне вредности, оптимална висина варира у опсегу од 0,6 до 1,51 референтне вредности, оптимална снага у опсегу од 0,85 до 1,03 референтне вредности, оптимални пречник у опсегу од 1,06 до 0,92 референтне вредности, респективно. Стога се може закључити да коефицијент вертикалног смицања ветра процентуално највише утиче на вредност оптималне висине стуба. За више вредности коефицијента смицања, утицај пречника турбине на производњу је мањи него на трошкове турбине, па као последицу имамо различит тренд промене оптималног пречника са повећањем висинског коефицијента смицања ветра.





Сл. 5.28: Утицај висинског коефицијента смицања ветра  $\alpha$  на вредност оптималних параметара ветроагрегата: (а) висине стуба, (б) пречника турбине, (ц) називне снаге, (д) *LCOE*



## 5.10. Закључна разматрања

Технологија ветроагрегата је значајно напредовала претходних година, како у погледу дизајна, тако и у погледу јединичне снаге ветроагрегата. За исту класу ветра на тржишту су присутни ветроагрегати са широким опсегом висина стубова, пречника турбина и називних снага ВА-а. Оптималан избор параметара ВА-а је један од кључних задатака у процесу планирања и пројектовања ВЕ-е.

У овом поглављу је презентован и тестиран практичан математички модел за одређивање оптималних параметара ветроагрегата на произвољној локацији. За разлику од постојећих модела, представљени математички модел као променљиве разматра три најзначајнија параметра ветроагрегата: висину стуба, пречник турбине и називну снагу ветроагрегата. Модел врши прорачун годишње производње електричне енергије, као и укупних трошкова ветроагрегата у функцији све три променљиве. Избор оптималних параметара ветроагрегата обезбеђује оптималан баланс трошкова ветроагрегата и годишње производње електричне енергије, а тиме и максималан профит власнику ветроелектране. Улазни подаци за прорачун оптималних параметара ветроагрегата су параметри Вејбулове статистике ветра и висински коефицијент смицања ветра. Анализиран је утицај променљивих величина на трошкове ветроагрегата, годишњу производњу електричне енергије, као и сведене трошкове производње електричне енергије. Модел је тестиран на примеру ветроагрегата инсталираних на локацијама са различитим условима ветра. Извршена је квантитативна процена смањења сведених трошкова производње електричне енергије у случају избора ветроагрегата са оптималним параметрима, у односу на произвољне ветроагрегате. Извршена је упоредна анализа резултата добијених применом три различита оптимизациона алгорита. Сва три алгорита су коришћена за проналажење оптималних параметара ветроагрегата на анализираним локацијама. Поред наведеног, анализиран је утицај висинског коефицијента смицања ветра на вредност оптималних параметара ветроагрегата.

На основу резултата, могу се извести следећи закључци:

- Анализе осетљивости показују да параметри ветроагрегата имају значајан утицај на сведене трошкове производње електричне енергије. За анализирану локацију коју карактерише умерени потенцијал ветра, ако се висина стуба варира у опсегу од 76 m до 141,3 m ( $\pm 30\%$  *hopt*), *LCOE* варира у опсегу од 50,3 до 49,9 €/MWh. При варијацији пречника турбине у опсегу од 86,7 m до 160,9 m ( $\pm 30\%$  *Dopt*), *LCOE* варира у опсегу од 54 до 51,6 €/MWh. При варијацији називне снаге у опсегу од 2,5 MW до 4,6 MW ( $\pm 30\%$  *Popt*), *LCOE* варира у опсегу од 51,1 до 51,6 €/MWh. Стога, за исти опсег промене променљивих ( $\pm 30\%$  референтне вредности), висина стуба има најмањи, док пречник турбине има највећи инкрементални утицај на *LCOE*.
- За анализирану локацију са слабијим ветром, за ниже вредности висина стуба и пречника турбине, сведени трошкови производње расту брже. Стога, у циљу што бољег искоришћења енергије ветра на циљној локацији, потребно је одабрати ветроагрегат мање снаге и већих димензија.
- За анализирану локацију са јаким ветром, за виши стуб и већи пречник турбине, сведени трошкови производње расту брже. Стога се минимални трошкови производње постижу коришћењем турбина веће снаге и мањих димензија.
- Резултати добијени применом три различита оптимизациона алгорита показују да предложени модел базиран на ГА-у има добре перформансе у решавању проблема оптимизације параметара ветроагрегата.
- Коефицијент вертикалног смицања ветра битно утиче на вредност оптималних параметара ветроагрегата. За анализирану локацију коју карактерише умерени потенцијал ветра, при варијацији висинског коефицијента смицања ветра у опсегу од

0,1 до 0,4, вредност оптималне висине стуба варира у опсегу од 65m до 165m, оптималне снаге у опсегу од 2,99 MW до 3,63 MW, оптималног пречника у опсегу од 129,67 m до 111,92 m, и *LCOE* варира у опсегу од 44,14 €/MWh до 47,56 €/MWh, респективно. Стога, коефицијент вертикалног смицања ветра има највећи инкрементални утицај на вредност оптималне висине стуба ветроагрегата.

У спроведеним анализама као критеријум оптимизације узета је минимизација сведених трошкова производње електричне енергије. Критеријум оптимизација може бити и максимизација профита, за шта је потребно познавати продајну цену електричне енергије. У сваком случају предложени алгоритам остаје исти, само се мења циљна функција.

## 6. ОПТИМАЛАН ИЗБОР ПРЕСЕКА КАБЛА У ИНТЕРНОЈ КАБЛОВСКОЈ МРЕЖИ ВЕТРОЕЛЕКТРАНЕ

### 6.1. Увод

Интерна кабловска мрежа ветроелектране се по правилу изводи СН кабловским водовима (напонског нивоа 10-35 kV). Код ветроелектрана великих снага, ветроагрегати се кабловима повезују на СН сабирнице у ТС-и и даље високонапонским далеководима (напонског нивоа 110 kV, 220 kV и 400 kV) на ВН преносну мрежу. Главна трансформаторска станица ветроелектране је често удаљена од ветроагрегата и по неколико километара, па су губици у интерној кабловској мрежи значајни [126]. С обзиром да су специфични трошкови губитака одређени ценом производње електричне енергије из ветроелектрана, то је коришћење већих пресека каблова у односу на техничке захтеве често оправдано за власника ветроелектране. У овом поглављу је развијен генерални математички модел за избор оптималног пресека каблова интерне кабловске мреже ветроелектране који обезбеђује оптималан баланс између инвестиционих и експлоатационих трошкова, а самим тим и максималан профит власнику ветроелектране [127].

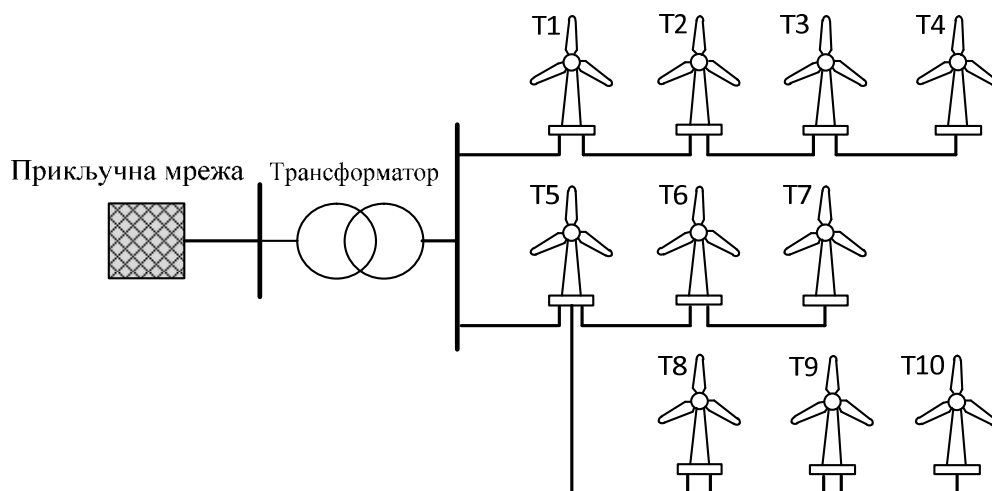
Оптимизација топологије интерне кабловске мреже ветроелектране се обично врши у склопу оптимизације просторног распореда ветроагрегата и генерално представља део комплексног оптимизационог проблема који зависи од бројних фактора: потенцијала ветра на циљној локацији, расположивог простора, власништва над земљиштем, ефекта заветрине, топографије терена, топологије постојеће путне инфраструктуре, близине електроенергетске мреже, утицаја на околину итд. Развијени су бројни модели и алгоритми који врше интегрисану оптимизацију просторног распореда ветроагрегата и пресека каблова интерне кабловске мреже ветроелектране. У [128] је дат преглед алгоритама за оптимизацију просторног распореда ветроагрегата. Поменути алгоритми дефинишу оптималан распоред ветроагрегата, истовремено одређујући дужине и пресеке каблова интерне кабловске мреже ветроелектране. Алгоритам развијен у дисертацији представља надоградњу постојећих алгоритама за оптимизацију интерне кабловске мреже ветроелектране. Предложени алгоритам полази од претпоставке да је топологија кабловске мреже унапред дефинисана и одређује оптималан пресек кабла сваке деонице кабловске мреже, на коју је прикључен произвољан број ветроагрегата. Ово је могуће узимајући у обзир чињеницу да оптималан пресек кабла не зависи од дужине кабла, стога се оптимизација пресека каблова може спроводити одвојено од оптимизације просторног распореда ветроагрегата.

Интерна кабловска мрежа ветроелектране је обично напонског нивоа 20 kV, 33 kV или 35 kV, и ређе 10 kV, јер су јединичне снаге ветроагрегата реда неколико MW, а растојања између њих релативно велика (обично 3-10 пречника ротора), услед ефекта заветрине [129]. Стога се минимизација губитака у интерној кабловској мрежи ветроелектране постиже коришћењем виших напонских нивоа.

Интерна кабловска мрежа је код ветроелектрана веће снаге веома дугачка, због релативно великих удаљености ветроагрегата унутар ветроелектране. Стога, посебну пажњу треба посветити прорачуну оптималног пресека каблова интерне кабловске мреже ветроелектране. Данас се практично искључиво користи радијална топологија СН мреже, илустрована на сл. 6.1.

У традиционалним дистрибутивним мрежама је обично економично кабл струјно оптерећивати до његових техничких граница, односно термичке границе, тако да је пресек кабла одређен максималном очекиваном трајно дозвољеном струјом кабла, или дозвољеним падом напона услед оптерећења у перспективној мрежи. Код ветроелектране, интерна кабловска мрежа је саставни део ветроелектране, тако да губици у њој падају на терет власника ветроелектране. Обзиром да обновљиви извори имају често повлашћен статус, који подразумева субвенционисане цене електричне енергије, губици у овом случају, са аспекта

власника ветроелектране, имају високу цену. Из тог разлога, власнику ветроелектране се исплати да инвестира у каблове већег попречног пресека, како би смањио губитке [130].



Сл. 6.1: Типична конфигурација интерне кабловске мреже ветроелектране

Проблематика оптимизације интерне кабловске мреже ветроелектране је анализирана у бројним радовима који се могу наћи у литератури. У циљу минимизације инвестиционих трошкова, развијени су различити математички модели за минимизацију дужине интерне кабловске мреже ветроелектране. Генетски алгоритам се користи у [131] за оптимизацију инфраструктуре великих ветроелектрана на мору. У [132] је предложен алгоритам базиран на конвенционалној теорији графова. Оптимизација интерне кабловске мреже ветроелектране методом мешовитог целобројног линеарног програмирања (енг. MILP - *Mixed Integer Linear Programming*) представљена је у [133]. Резултат такве оптимизације је ограничен искључиво на минимизацију укупне дужине свих деоница интерне кабловске мреже ветроелектране. Ефекат уважавања губитака енергије приликом избора оптималних пресека каблова интерне мреже ветроелектране анализиран је у [134]. Аутори су користили различите алгоритме: MST (енг. *minimum spanning tree*), DMST (енг. *dynamic minimum spanning tree*), као и алгоритам базиран на MST и даље унапређен PSO алгоритмом. У раду [135] оптимизација кабловске мреже се врши уважавањем инвестиционих трошкова и трошкова услед губитака. Оптимизација интерне кабловске мреже ветроелектране на мору са аспекта трошкова, губитака и поузданости мреже, користећи ГА, демонстрирана је у [136]. У [137] је представљен приступ, базиран на MILP методи, за решавање проблема оптимизације интерне кабловске мреже ветроелектране, који узима у обзир инвестиционе и оперативне трошкове. Недостатак теорија које су приказане у наведеним радовима је што не дају егзактан математички модел којим се може одредити оптималан попречни пресек кабла за сваку деоницу кабловске мреже.

У овом одељку дисертације је развијен нови практичан математички модел који омогућава прорачун попречног пресека проводника каблова независно од топологије мреже. Предност оваквог приступа је што су прорачуни оптималне топологије и пресека каблова распрегнути, односно могу се решавати одвојено. Развијени модел врши оптимизацију односа инвестиционих и експлоатационих трошкова по јединици дужине кабла. Са повећањем пресека проводника повећава се компонента инвестиционих трошкова, али се смањује компонента експлоатационих трошкова, пошто се смањују губици енергије у каблу. Оптимална вредност површине попречног пресека проводника кабла је она при којој је специфични удео трошкова кабла у укупним трошковима производње електричне енергије из ветроелектране минималан.

## 6.2. Методологија за прорачун оптималног пресека кабла

Прорачун оптималног пресека кабла се врши за сваку деоницу кабловске мреже посебно. Најпре се врши прорачун хистограма снаге производње ветроагрегата прикључених на анализирану деоницу кабла. На основу прорачунатог хистограма снаге производње ветроагрегата, одговарајући средњи сатни губици снаге по јединици дужине анализирани деонице кабла могу се прорачунати на основу следеће релације:

$$P_{gub} = R \left( \frac{S_{WTi}}{U_n} \right)^2 \quad (6.1)$$

где је:

$R$  – подужна отпорност фазног проводника кабла за одговарајући попречни пресек кабла,

$U_n$  – номинални међуфазни напон,

$S_{WTi}$  – привидна снага оптерећења анализирани деонице кабла.

За потребе анализа спроведених у овом поглављу претпостављено је да је фактор снаге ветроелектране једнак јединици тј.  $S_{WTi} = P_{WTi}$  (занемарује се генерисање реактивне снаге) и напон у тачки прикључења сталан и номиналан.

Ветроелектране карактеришу велике варијације у производњи, па су стога и оптерећења каблова веома променљива. Да би се што тачније проценили годишњи губици енергије у каблу, потребно је уважити промену отпорности проводника кабла са променом оптерећења. Подужна отпорност проводника при наизменичној струји и температури  $\Theta$  је дата следећом релацијом [138]:

$$R(\Theta) = R' (1 + y_s + y_p) = R_0 \cdot (1 + \alpha_{20} (\Theta - \Theta_0)) \cdot (1 + y_s + y_p) \quad (6.2)$$

где је:

$R_0$  – подужна отпорност проводника при једносмерној струји и температури  $20^\circ\text{C}$  ( $\Omega/\text{m}$ ) ( стандардни податак који се добија од произвођача кабла),

$\Theta_0$  – референтна температура земље,

$\alpha_{20}$  – температурни коефицијент материјала проводника ( $\alpha_{20} = 0,00403 \text{ } ^\circ\text{C}^{-1}$  за алуминијум и  $\alpha_{20} = 0,00393 \text{ } ^\circ\text{C}^{-1}$  за бакар),

$y_s$  – фактор скин ефекта,

$y_p$  – фактор ефекта близине.

Фактор скин ефекта се може одредити на основу релације [138]:

$$y_s = \frac{x_s^4}{192 + 0,8x_s^4} \quad (6.3)$$

где је:

$$x_s^2 = \frac{8\pi f}{R} 10^{-7} k_s \quad (6.4)$$

Фактор ефекта близине се може одредити на основу релације [138]:

$$y_s = \frac{x_p^4}{192 + 0,8x_p^4} \left( \frac{d_c}{s} \right)^2 \cdot 2,9 \quad (6.5)$$

где је:

$$x_p^2 = \frac{8\pi f}{R} \cdot 10^{-7} k_p \quad (6.6)$$

где је:

$f$  – фреквенција система (Hz),

$d_c$  – пречник проводника (mm),

$s$  – растојање између оса проводника (mm),

$k_s, k_p$  – коефицијенти чије су вредности дате у [138].

Када је пречник проводника значајно већи од растојања између два суседна проводника, ефекат близине се може занемарити. Скин ефекат постаје значајан за велике пресеке каблова, при чему треба узети у обзир и фреквенцију система (скин ефекат је израженији у системима са мрежном фреквенцијом 60 Hz). Стога, ова два фактора могу бити занемарена за потребе даљих анализа.

Код ветроелектрана је промена оптерећења врло изражена и диктирана ветром, тако да се са променом брзине ветра мења и температура проводника, односно његова отпорност према релацији (6.2). Процена температуре проводника  $\Theta$  при струји оптерећења  $I$  се може вршити на основу апроксимативне релације (6.7), која проистиче из једначине термодинамичке равнотеже проводника у хомогеној средини:

$$\Theta = \Theta_0 + \left( \frac{I}{I_{pc}} \right)^2 (\Theta_{max} - \Theta_0) \quad (6.7)$$

где је:

$\Theta_{max}$  – максимална трајно дозвољена температура проводника,

$I$  – струја оптерећења,

$I_{pc}$  – максимално дозвољена струја кабла у трајном раду.

На основу прорачунатог хистограма трајања снаге производње ветроагрегата и релација (6.1)-(6.3), може се прорачунати одговарајући хистограм снаге губитака по јединици дужине кабла.

Укупна годишња енергија губитака по јединици дужине кабла се може одредити према следећој релацији:

$$W_g = \int_0^{T_{god}} P_{gub}(t) \cdot dt \approx \frac{1}{U_n^2} \sum_i P_{WTi}^2 \cdot R \cdot T(V_i) \quad (6.8)$$

где је:

$T(V_i)$  – број сати у години када ветар дува брзином  $V_i \pm 0.5 m/s$ .

Економски пресек кабла је онај пресек кабла при којем је удео трошкова кабла у укупним трошковима производње електричне енергије из ветроелектране минималан. Обзиром да се инвестициони трошкови издвајају на почетку, односно у фази изградње ветроелектране, док се трошкови губитака генеришу током експлоатације ветроелектране, потребно је извршити актуелизацију трошкова, односно користити динамички економски

модел. Актуелизацијом се сви трошкови своде на крај периода експлоатације ветроелектране према усвојеној каматној стопи ( $p_n$ ).

Инвестициони и експлоатациони трошкови имају свој фиксни и варијабилни део. Фиксни део инвестиционих трошкова ( $K_0$ ) се односи на грађевинске радове (ископ земље и полагање каблова), док се варијабилни део ( $K$ ) односи на цену коштања кабла, која директно зависи од попречног пресека кабла. Трошкови експлоатације заправо представљају еквивалентну новчану вредност годишњих губитака енергије на кабловском воду и имају свој фиксни ( $E_0$ ) и варијабилни део ( $E$ ). Фиксни део се односи на трошкове губитака у диелектрику кабла који не зависе од попречног пресека кабла, док се варијабилни део односи на трошкове губитака у проводнику кабла који директно зависе од пресека кабла. Претпостављено је да су трошкови експлоатације кабла из године у годину једнаки.

Укупни специфични сведени трошкови  $T_{укупно}$  (€/m) се могу представити формално математички као збир фиксних сведених трошкова ( $T_0$ ), који не зависе од попречног пресека кабла, и варијабилних сведених трошкова ( $T$ ), који зависе од величине попречног пресека кабла, према следећој релацији:

$$T_{укупно} = (K + K_0)(1 + p_n)^n + (E_0 + E) \frac{(1 + p_n)^n - 1}{p_n} = T_0 + T \quad (6.9)$$

где су:

$T_0$  (€/m) – специфични фиксни трошкови сведени на крај периода експлоатације ветроелектране од  $n$  година:

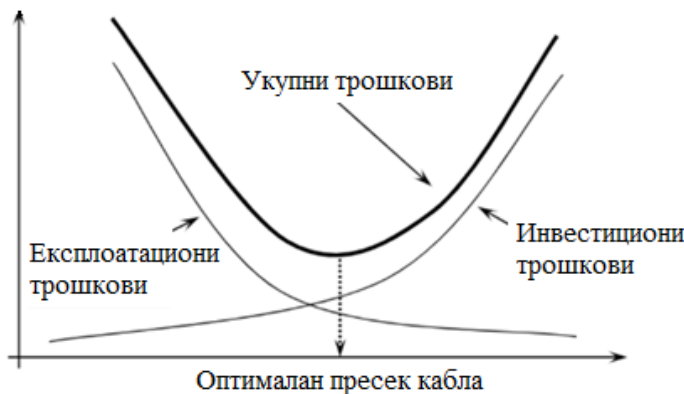
$$T_0 = K_0(1 + p_n)^n + E_0 \frac{(1 + p_n)^n - 1}{p_n} \quad (6.10)$$

$T$  (€/m) – специфични варијабилни трошкови сведени на крај периода експлоатације ветроелектране од  $n$  година:

$$T = K(1 + p_n)^n + E \frac{(1 + p_n)^n - 1}{p_n} = A + B \quad (6.11)$$

### 6.2.1. Оптимизациона функција

Као циљна функција при оптимизацији пресека кабла коришћен је варијабилни удео трошкова, дефинисан релацијом (6.11). Са повећањем пресека проводника кабла повећава се компонента инвестиционих трошкова ( $A$ ), док се компонента експлоатационих трошкова ( $B$ ) смањује, како се смањују губици електричне енергије у каблу. Оптималан пресек кабла је онај при којем је варијабилна компонента укупних сведених трошкова минимална (сл. 6.2).



Сл. 6.2: Оптимизациона функција

Оптимизациони проблем се може представити следећом једначином:

$$\min(T) = \min \left( K(S) \cdot (1 + p_n)^n + W_g(S) \cdot C \frac{(1 + p_n)^n - 1}{p_n} \right) \quad (6.12)$$

Улазне променљиве оптимизационог проблема дефинисаног релацијом (6.12) су:

$K$  (€/km) – цена кабла по јединици дужине (податак који се добија од произвођача кабла, за различите попречне пресеке кабла),

$W_g$  (MWh/km) – годишњи губици електричне енергије по јединици дужине кабла, прорачунати на основу релације (6.8),

$C$  (€/MWh) – цена произведене електричне енергије из ветроелектрана,

$p_n$  – усвојена интересна стопа.

### 6.2.2. Ограничења

Економски пресек кабла одређен према релацији (6.12) је потребно проверити са аспекта одговарајућих техничких ограничења. Минимални пресек кабла је одређен дозвољеним загревањем кабла за време трајног оптерећења и при кратким спојевима, као и дозвољеном променом напона на терминалима најудаљенијег ветроагрегата. Уколико економски пресек кабла не задовољава неко од ограничења, потребно је одабрати први већи стандардни пресек кабла који задовољава техничка ограничења. Формално математички, ови технички захтеви се могу дефинисати као ограничења оптимизационе функције (6.12).

Дефинисана су три ограничења:

- 1) Максимално дозвољена температура кабла у трајном раду,
- 2) Максимално дозвољена температура кабла при кратком споју,
- 3) Максимално дозвољени пад напона дуж деонице кабла.

Максимална трајно дозвољена температура кабла је одређена максималном трајно дозвољеном струјом кабла ( $I_{pc}$ ) при стандардним условима. Податак  $I_{pc}$  је стандардна информација коју даје произвођач кабла, за одговарајући тип кабла и стандардне услове хлађења (таб. 6.3). Максимална трајно дозвољена струја кабла у реалним условима полагања ( $I_{max}$ ) се прорачунава на основу максималне трајно дозвољене струје кабла при референтним условима полагања ( $I_{pc}$ ), уважавањем реалних амбијенталних услова хлађења. Минималан пресек кабла са аспекта дозвољене струје кабла у трајном раду може се прорачунати помоћу следеће релације [139]:

$$I_{max} = \frac{P_{WT}}{k_{opt} \cdot k_{\theta} \cdot k_{\rho} \cdot k_{nc} \cdot U_n \cdot \sqrt{3}} \leq I_{pc} \quad (6.13)$$

где је:

$P_{WT}$  –назначена снага ветроагрегата прикључених на анализирану деоницу кабла,

$U_n$  – номинални напон,

$k_{opt}$  – фактор који узима у обзир промену оптерећења кабла,

$k_{\theta}$  – фактор који узима у обзир температуру земље на дубини полагања кабловског вода, и за опсег температура  $+ 5 \text{ }^{\circ}\text{C} \leq \theta_t \leq + 25 \text{ }^{\circ}\text{C}$  рачуна се према изразу (6.14):



$$k_{\theta} = 1 + 0,007(\theta_{ref} - \theta_t) \quad (6.14)$$

$k_p$  – фактор који узима у обзир специфичну термичку отпорност тла ( таб. 6.1).

**Таб. 6.1:** Сачинилац промене дозвољеног струјног оптерећења  $k_p$  кабловског вода од специфичне топлотне отпорности тла  $\rho$

$\rho$ (Km / W)	0,70	1,00	1,20	1,50	2,00	2,50	3,00
$k_p$	1,14	1,00	0,93	0,85	0,75	0,68	0,62

$k_{nc}$  – фактор који узима у обзир број заједнички вођених каблова у кабловском рову (таб. 6.2).

**Таб. 6.2:** Сачинилац промене дозвољеног струјног оптерећења  $k_{nc}$  кабловског вода од броја једнако оптерећених каблова  $n_c$  положених у рову

Број каблова у рову $n_c$	2	3	4	5	6	7	8	10	
$k_{nc}$	$a=0.07$ m	0,82	0,72	0,66	0,62	0,59	0,57	0,55	0,52
	$a=0.2$ m	0,86	0,77	0,73	0,69	0,67	0,65	0,63	0,61

$a$  – међусобно растојање кабловских водова у рову.

Поред трајно дозвољене струје кабла, потребно је проверити кабл и са аспекта дозвољеног загревања при кратким спојевима. Минимални пресек проводника кабловског вода који задовољава услове термичких напрезања при кратком споју, може се прорачунати на основу следеће релације [140]:

$$S \geq S_{\min} = \frac{I_{sc} \sqrt{t}}{k_{mat} \sqrt{\ln \left[ \frac{(\beta + \Theta_f)}{(\beta + \Theta_i)} \right]}}, \quad (6.15)$$

где је:

$S_{\min}$  – минималан пресек кабла са аспекта струје кратког споја ( $\text{mm}^2$ ),

$I_{sc}$  – ефективна вредност транзијентне струје кратког споја (A),

$t$  – максимално трајање кратког споја (s),

$k_{mat}$  – константа која зависи од материјала проводника ( $k_{mat} = 148$  за алуминијум и  $k_{mat} = 226$  за бакар),

$\beta$  – реципрочни температурни коефицијент отпора проводника на  $20^{\circ}\text{C}$  ( $\beta = 228$  за алуминијум и  $\beta = 234,5$  за бакар),

$\Theta_f$  – крајња температура проводника при кратком споју,

$\Theta_i$  – почетна температура проводника при кратком споју.

Почетна температура проводника  $\Theta_i$  се обично бира тако да буде једнака максималној дозвољеној температури кабла у трајном раду ( $90^{\circ}\text{C}$  за XLPE изоловане каблове). Крајња температура проводника  $\Theta_f$  се обично бира тако да буде једнака максимално дозвољеној температури кабла при кратком споју ( $250^{\circ}\text{C}$  за кабл типа ХНЕ 49-А).

Релације (6.13) и (6.15) дефинишу техничка ограничења оптимизационог проблема дефинисаног релацијом (6.12).

На крају прорачуна, неопходно је проверити промене напона дуж кабловских фидера. Са аспекта промене напона, најудаљенија ветротурбина је најкритичнија. Максимално прихватљива промена ефективне вредности напона дуж фидера је типично 2%. Прорачун промене напона се врши на основу следеће релације:

$$\Delta V = \sum_{i=1}^n \Delta V_i = \sum_{i=1}^n \sqrt{3} l_i I_i (R_i \cos \varphi_i + X_i \sin \varphi_i) \leq \Delta V_{\max} \quad (6.16)$$

где је:

$\Delta V$  – промена напона дуж анализираног фидера,

$\Delta V_i$  – промена напона на  $i$ -тој кабловској секцији,

$n$  – број кабловских секција на анализираном фидеру,

$l_i$  – дужина кабловске секције (km),

$I_i$  – номинална струја кабла (A),

$R_i$  – подужна отпорност фазног проводника кабла при наизменичној струји ( $\Omega/\text{km}$ ),

$X_i = 2\pi f L_i$  – подужна погонска реактанса кабла ( $\Omega/\text{km}$ ),

$L_i$  – подужна погонска индуктивност кабла (mH/km),

$\cos \varphi_i$  – фактор снаге.

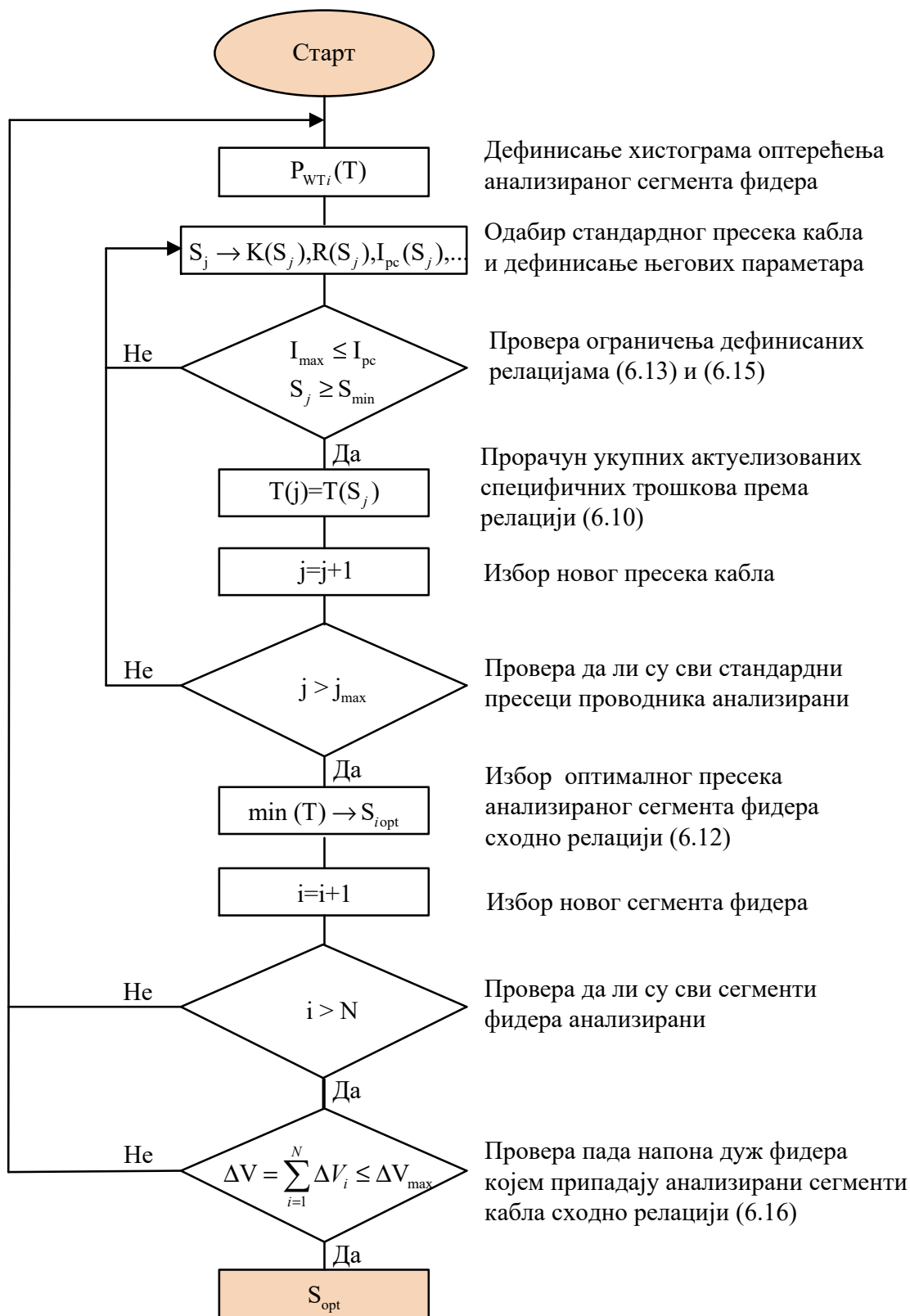
Ограничење (6.16) зависи од топологије кабловске мреже тј. дужине кабловских секција, стога се провера ограничења врши након избора оптималних пресека свих кабловских водава.

### 6.2.3. Алгоритам за решавање оптимизационог проблема

Решење оптимизационог проблема дефинисаног релацијом (6.12), са ограничењима дефинисаним релацијама (6.13) и (6.15), може се добити применом алгоритма на сл. 6.3.

Предложени алгоритам се базира на проналажењу свих решења једначине (6.12) која задовољавају техничка ограничења дефинисана релацијама (6.13) и (6.15). Овај приступ је прихватљив имајући у виду да је ово планерски задатак и да постоји релативно мали број стандардних пресека каблова, па је стога и максималан број ветроагрегата прикључених на један кабловски фидер релативно мали. У пракси, број ветроагрегата по једном фидеру је обично мањи од 10.

Алгоритам на сл. 6.3 се примењује сукцесивно за сваку кабловску деоницу на коју је прикључен произвољан број ветроагрегата. Након тога, прорачунати економски пресек мора бити проверен са аспекта ограничења дефинисаног релацијом (6.16). Ако је релација (6.16) задовољена, онда су одабрани пресеци каблова оптимални и задовољавају сва техничка ограничења. Ако релација (6.16) није задовољена, неопходно је спровести анализе могућих начина за редуковање варијација напона дуж анализираног фидера. Један од могућих начина је повећати пресек кабла (како би се смањила његова отпорност) или регулисати реактивну снагу ветроагрегата прикључених на анализирани фидер. Искуство у пракси показује да је ограничење дефинисано релацијом (6.16) ретко нарушено у интерној кабловској мрежи ветроелектране.



Сл. 6.3: Алгоритам за прорачун оптималног пресека кабла

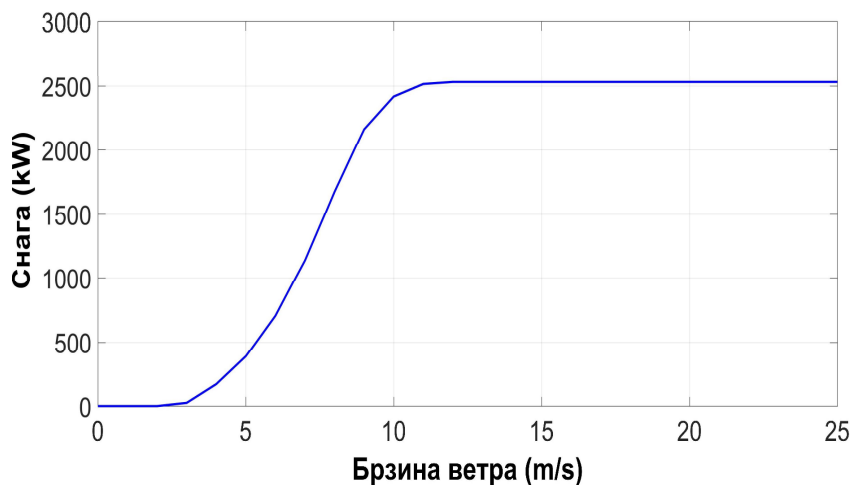
### 6.3. Пример примене

У циљу тестирања развијених модела анализиран је случај прикључења ветроелектране лоциране у близини села Баваниште у јужном Банату, у Војводини. Локацију ветроелектране карактерише веома раван и хомоген терен, стога је снага ветра на свакој од микролокација ветроагрегата готово једнака. Детаљан опис терена и потенцијала ветра је дат у [122]. Зависно од карактеристика и просторног распореда ветроагрегата, производња сваког од њих ће се разликовати услед ефекта заветрине (*wake* ефекта). У анализама спроведеним у дисертацији претпостављено је да је просторни распоред ветроагрегата такав да се *wake* ефекат може занемарити. У општем случају, неопходно је прорачунати редукционе факторе за локацију сваке појединачне ветротурбине. Редукциони фактори треба да узму у обзир просторну расподелу ветроагрегата и *wake* ефекат. Специјализовани софтвери, као што је *WAsP*, могу се користити у ове сврхе [141].

Претпостављена топологија ветроелектране приказана је на сл. 6.1. Циљ је одредити оптималне пресеке каблова, за сваку од деоница интерне кабловске мреже ветроелектране. Претпоставка је да је интерна кабловска мрежа реализована кабловским водовима напонског нивоа 33 kV. Анализа се односи на случај да је фактор снаге ветроелектране једнак јединици, и да је напон у тачки прикључења сталан и номиналан.

#### 6.3.1. Прорачун хистограма снаге производње

Анализирана је ветроелектрана реализована са ветроагрегатима типа GE 2,5 MW, пречника турбине  $D=120$  m и висине стуба  $H=120$  m. На сл. 6.4 приказана је стандардна крива снаге одабраног тест ветроагрегата.

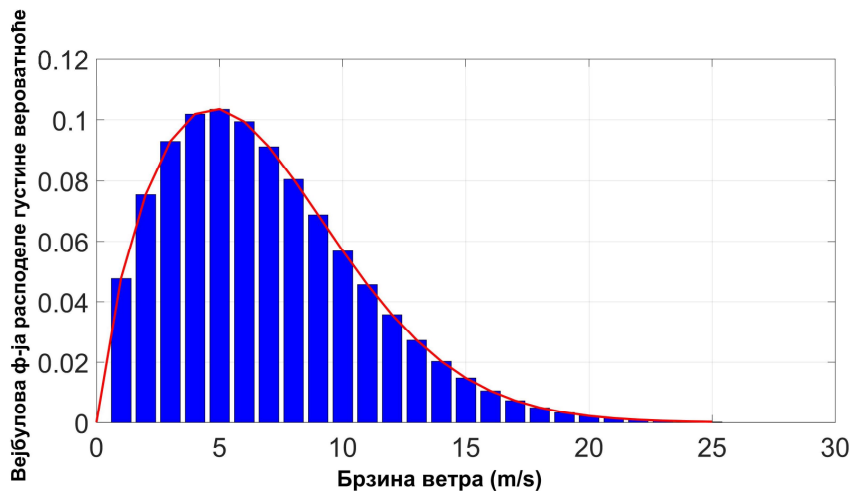


Сл. 6.4: Крива снаге ветротурбине GE 2.5 MW,  $D=120$  m

Прорачун производње ветроагрегата се обично врши на основу података о средњим десетоминутним брзинама ветра. Како је ветар променљив, производња ветроагрегата је такође променљива, што узрокује флукуације снаге у прикључним кабловима. Ветроагрегати прикључени на исти фидер се обично налазе у истом пољу ветра, што је разлог зашто су ове флукуације у десетоминутном распону готово симултане и могу се анализирати кумулативно. Водећи се овом претпоставком, прорачун губитака и оптимизација пресека каблова се врши на основу криве снаге одабране ветротурбине (сл. 6.4), и кумулативног хистограма снаге производње за сваки ветроагрегат (сл. 6.6).

За процену параметара Вејбулове функције густине расподеле вероватноће коришћени су десетоминутни мерни подаци о брзини ветра мерени на циљној локацији на висинама 40 m и 60 m у периоду од 1.8.2008.-31.7.2009. године. Екстраполација мерних података на висину осовине ветротурбине  $H=120$  m вршена је према логаритамском моделу. Графички

приказ прорачунате Вејбулове статистичке функције дат је на сл. 6.5. Прорачунате вредности коефицијената Вејбулове функције густине расподеле вероватноће које су коришћене у прорачунима су  $k=1,76$  и  $c=7,67$  m/s на висини од 120 m.



Сл. 6.5: Вејбулова функција густине расподеле вероватноће јављања брзина ветра на локацији Баваништанско поље, за  $H = 120$  m

Извршен је прорачун хистограма снаге производње ветроагрегата и укупне годишње енергије производње. За сваку референтну брзину ветра  $V_i$  у опсегу од  $V_{cut\ in}$  до  $V_{cut\ out}$  може се, на основу криве снаге и вредности коефицијената Вејбулове функције густине расподеле вероватноће, прорачунати очекивано време трајања одређене снаге производње на годишњем нивоу:

$$T(P_i) = T_{god} F(V_i) \cdot P_{krive\ snage}(V_i) \quad (6.17)$$

Где су:

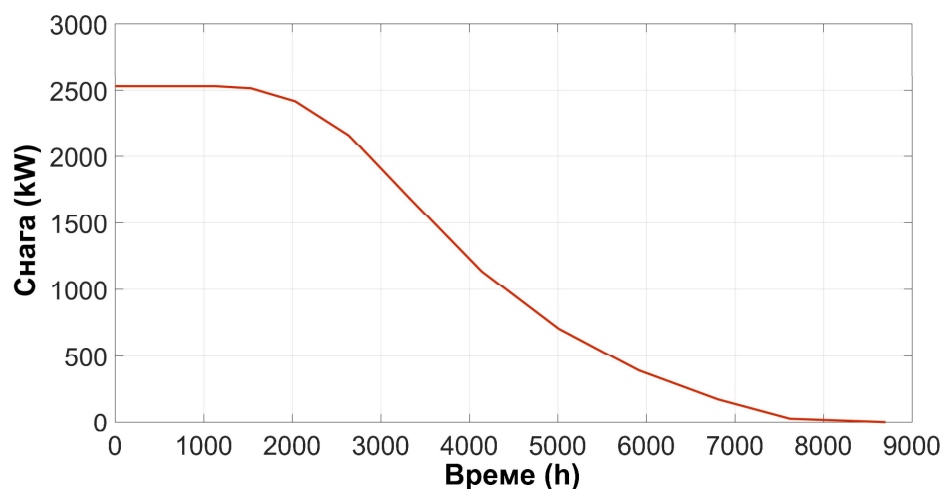
$T_{year} = 8760$  h – број сати у години,

$F(V_i)$  – вероватноћа да ће ветар дувати у опсегу брзина  $V_i - \Delta V/2$  и  $V_i + \Delta V/2$ :

$$F(V_i) = \int_{V_i - \Delta V/2}^{V_i + \Delta V/2} f(V) dV = e^{-\left(\frac{V_i - \Delta V/2}{c}\right)^k} - e^{-\left(\frac{V_i + \Delta V/2}{c}\right)^k} \quad (6.18)$$

Применом релација (6.17) и (6.18) може се прорачунати време трајања снаге производње, за сваку брзину ветра, у опсегу криве снаге ветроагрегата. Добијене вредности се могу сложити у опадајући низ тако да представљају уређени хистограм трајања снаге производње, који се користи као улазни податак за прорачун хистограма снаге губитака на прикључном каблу ветроагрегата.

На сл. 6.6 приказан је хистограм трајања производње просечног ветроагрегата у ветроелектрани Баваништанско поље. Време рада електране са номиналном снагом је око 1100 сати годишње. Време у којем је ветроелектрана искључена због слабог ветра је око 1150 сати годишње. Процењена бруто годишња енергија производње тест ветроагрегата на одабраној микролокацији је 9,6 GWh/god.



Сл. 6.6: Уређени хистограм трајања снаге производње просечног ветроагрегата у ветроелектрани Баваништанско поље

### 6.3.2. Прорачун економских пресека каблова

За потребе анализе губитака, кабловски вод је моделован према моделу кабла описаном у одељку 6.2. При прорачуну температуре проводника усвојено је да су специфична термичка отпорност и дифузност земље константне. Такође, претпостављено је да је температура референтне земље стална и да износи  $20^{\circ}\text{C}$ . За различите пресеке кабла одређена је промена температуре и отпорности проводника са променом оптерећења кабла. На основу релација (6.1) и (6.8) извршен је прорачун снаге губитака и укупне годишње енергије губитака за сваки пресек кабла.

Прорачун инвестиционих трошкова је вршен према јединичним ценама каблова добијених од произвођача за тип кабла ХНЕ 49-А, таб. 6.3.

Таб. 6.3: Улазни подаци коришћени за стандардне пресеке кабла ХНЕ 49(-А)

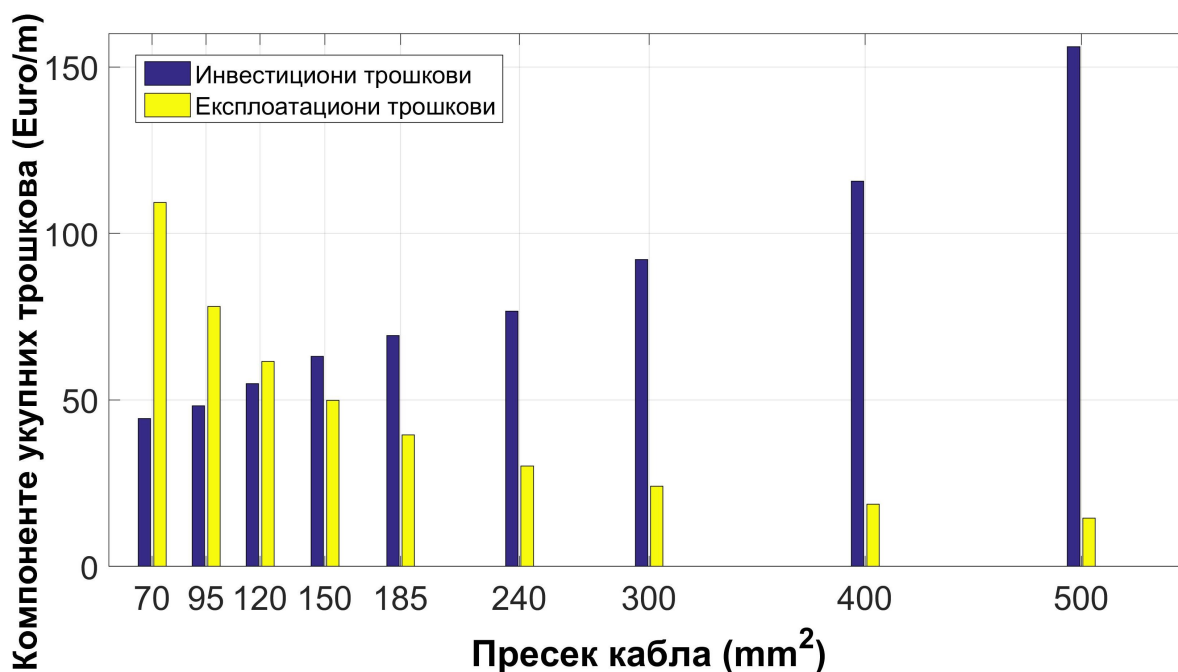
Пресек кабла ( $\text{mm}^2$ )	ХНЕ 49-А (А1 проводник)			ХНЕ 49 (Си проводник)		
	Цена (€/m)	$I_{pc}$ (А)	$R$ ( $\Omega/\text{km}$ )	Цена (€/m)	$I_{pc}$ (А)	$R$ ( $\Omega/\text{km}$ )
70 $\text{mm}^2$	13,86	211	0,443	29,43	263	0,268
95 $\text{mm}^2$	15,04	252	0,320	36,38	325	0,193
120 $\text{mm}^2$	17,12	287	0,250	42,53	368	0,153
150 $\text{mm}^2$	19,64	320	0,202	52,08	412	0,124
185 $\text{mm}^2$	21,66	362	0,164	61,71	463	0,099
240 $\text{mm}^2$	23,96	421	0,126	76,55	534	0,075
300 $\text{mm}^2$	28,75	474	0,101	104,16	597	0,060
400 $\text{mm}^2$	36,11	538	0,076	125,35	670	0,047
500 $\text{mm}^2$	48,67	606	0,061	155,49	749	0,037

Прорачун трошкова услед губитака је вршен према актуелној загарантованој цени произведене електричне енергије из ветроелектрана (фид-ин тарифа). Фид-ин тарифе су предвиђене подстицајне откупне цене по произведеном MWh из ОИЕ-е које су усклађене са технологијом која се примењује, и које је држава прописала на одређени временски период како би подстакла инвеститоре и смањила ризик инвестиције [142]. Цена произведене електричне енергије из ветроелектрана у Србији износи 92 €/MWh и загрантована је на

период од 12 година, што је значајно краће од животног века ветроелектране, који се обично пројектује на 20 година. Након истека периода гарантоване цене, ветроелектране ће пласирати произведену енергију на слободном тржишту, где се цене електричне енергије формирају обично на сатном нивоу, према принципу понуде и тражње [143]. Ради једноставности прорачуна претпостављено је да је цена произведене електричне енергије из ветроелектрана једнака током читавог животног века ветроелектране, и да износи 92 €/MWh.

За сваку деоницу фидера приказаних на сл. 6.1 извршен је прорачун хистограма оптерећења мултиплицирањем дијаграма са сл. 6.6 са бројем ветроагрегата који оптерећују поједине деонице фидера. Након тога, за сваку деоницу је вршена варијација попречног пресека кабла и прорачун компоненти трошкова *A* и *B*.

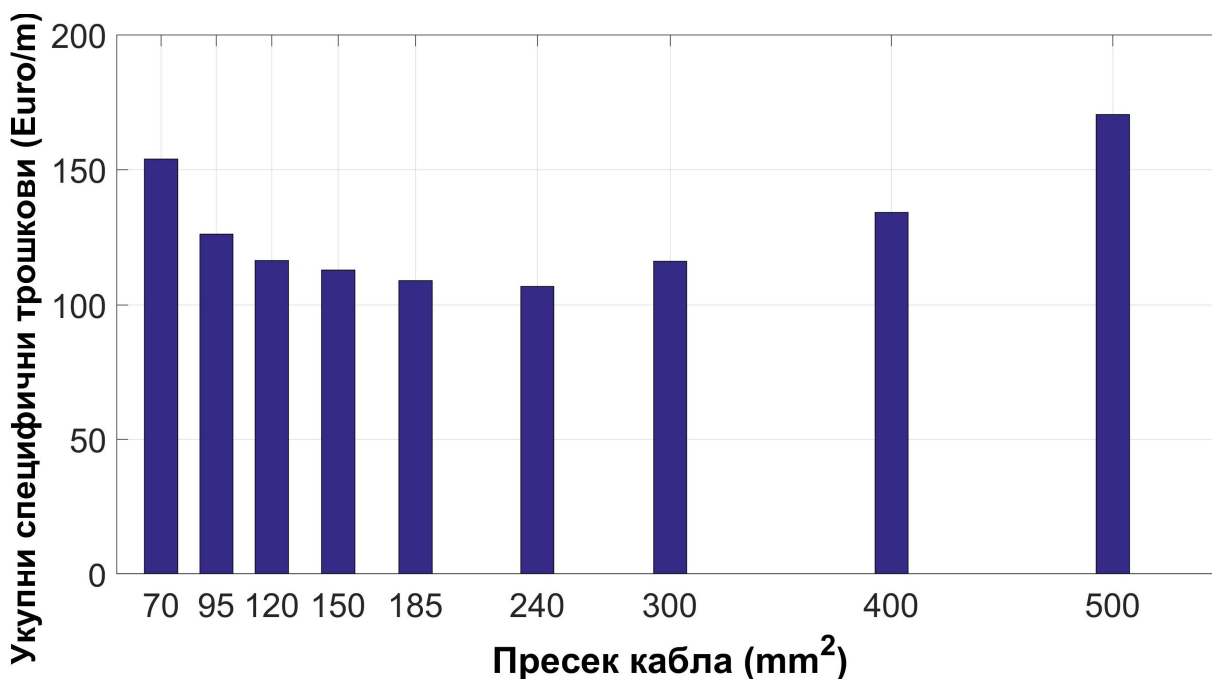
На сл. 6.7 приказане су учешћа компоненти трошкова у укупним трошковима кабла типа ХНЕ 49-А, на који су прикључена два ветроагрегата типа GE 120, 2,5 MW. Са повећањем попречног пресека проводника кабла расту инвестициони трошкови кабла, док се трошкови услед губитака смањују, јер се смањује отпорност кабла.



Сл. 6.7: Компоненте актуелизованих специфичних трошкова по јединици дужине кабла (€/m) за различите попречне пресеке кабла ХНЕ 49-А на који су прикључена два ветроагрегата GE 120 2,5 MW у ветроелектрани Баваништанско поље

На сл. 6.8 приказани су укупни специфични актуелизовани трошкови за кабл на који су прикључена два ветроагрегата (укупне називне снаге 5 MW). На основу дијаграма на сл. 6.8 може се закључити да укупни актуелизовани трошкови достижу минималну вредност при оптималном пресеку кабла од 240 mm<sup>2</sup>.

Применом описане методологије извршен је прорачун укупних актуелизованих трошкова кабла у трошковима производње за сваки попречни пресек кабла типа ХНЕ 49-А, за случај када је кабл оптерећен различитим бројем тест ветроагрегата типа GE 2,5 MW,  $H=120$  m. Резултати прорачуна су дати у таб. 6.4, као и на сл. 6.9 и 6.10. Зеленом бојом у таб. 6.4 назначене су вредности минималних укупних трошкова кабла за кабл типа ХНЕ 49-А, за све анализиране случајеве оптерећења кабла, чиме је дефинисан оптималан пресек кабла за сваку деоницу кабловске мреже.



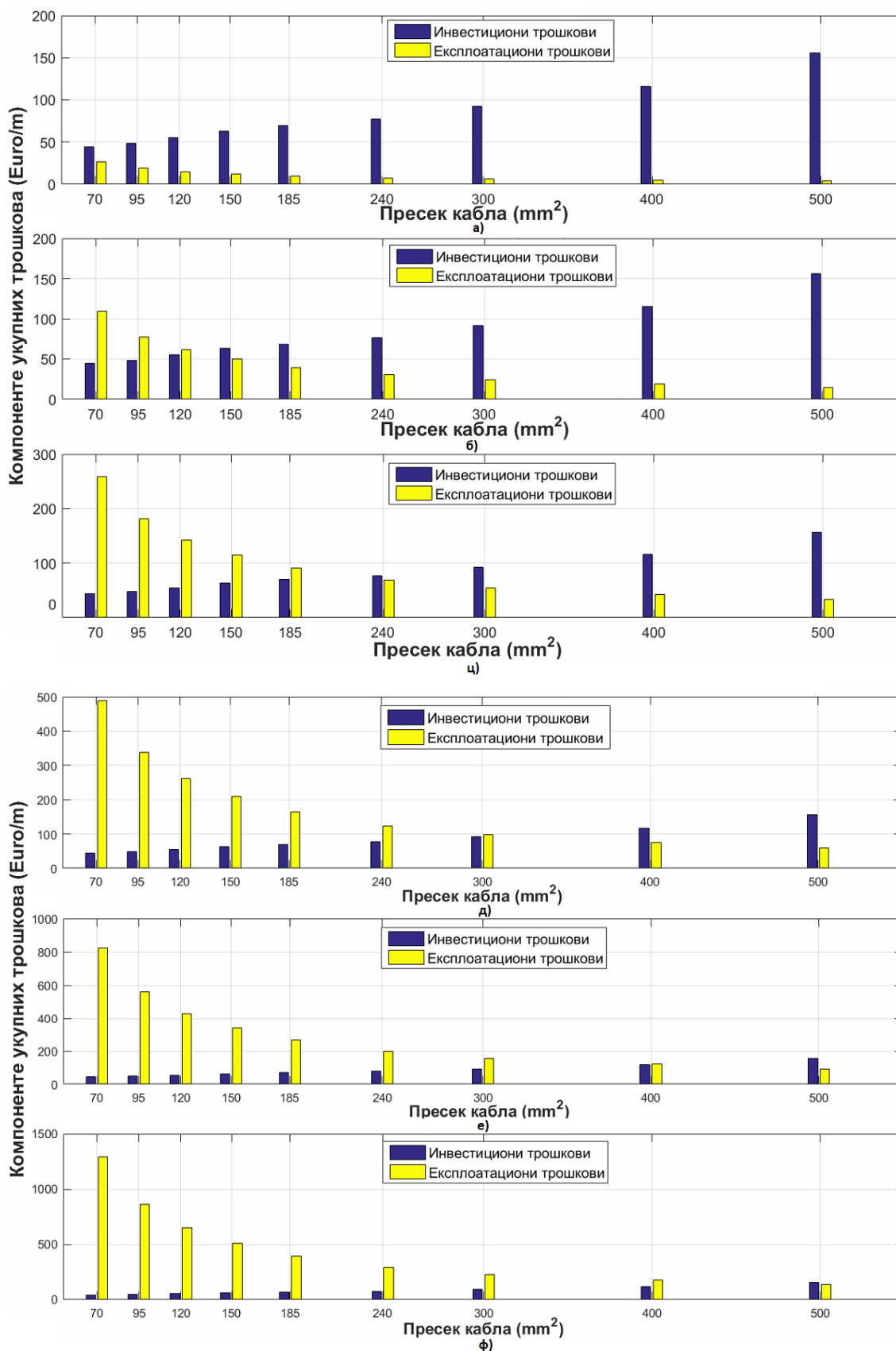
Сл. 6.8: Укупни актуелизовани трошкови по јединици дужине кабла (€/m) за различите попречне пресеке кабла ХНЕ 49-А на који су прикључена два ветроагрегата GE 120 2,5 MW у ветроелектрани Баваништанско поље

На сл. 6.9 приказана су учешћа компоненти трошкова у укупним трошковима кабла типа ХНЕ 49-А, док су на сл. 6.10 приказани укупни специфични актуелизовани трошкови кабла, за све анализиране случајеве оптерећења кабла. На основу добијених резултата, оптимални пресеци прикључних каблова у анализираним случајевима износе редом: за један ВА 95 mm<sup>2</sup>, за два и три ветроагрегата 240 mm<sup>2</sup>, за четири ветроагрегата 300 mm<sup>2</sup>, за пет и шест ветроагрегата 400 mm<sup>2</sup>.

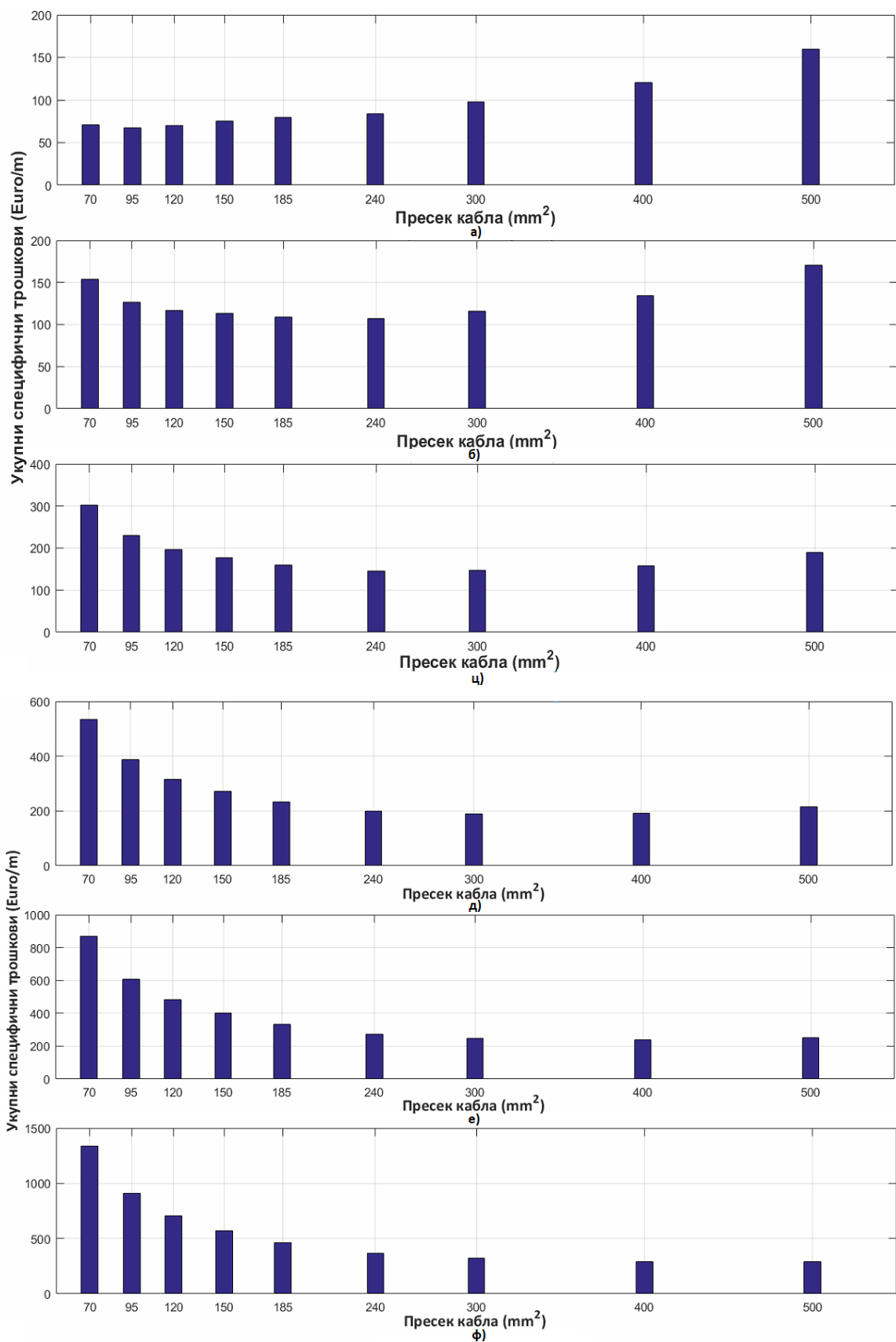
Таб. 6.4: Укупни актуелизовани трошкови по јединици дужине кабла ХНЕ 49-А (€/m) за различите попречне пресеке и различита оптерећења (број ветроагрегата) кабла у ветроелектрани Баваништанско поље

Пресек кабла (mm <sup>2</sup> )	број ВА типа GE 120 – 2,5 MW прикључених на деоници кабла					
	1	2	3	4	5	6
ХНЕ 49-А 3x1x70 mm <sup>2</sup>	71,03	153,98	302,86	533,66	868,74	1336,83
ХНЕ 49-А 3x1x 95 mm <sup>2</sup>	67,38	126,43	230,24	386,90	607,73	907,29
ХНЕ 49-А 3x1x 120 mm <sup>2</sup>	70,02	116,34	196,83	316,42	482,00	702,47
ХНЕ 49-А 3x1x 150 mm <sup>2</sup>	75,28	112,80	177,49	272,57	402,57	573,29
ХНЕ 49-А 3x1x 185 mm <sup>2</sup>	79,24	108,97	159,86	233,92	333,96	463,59
ХНЕ 49-А 3x1x 240 mm <sup>2</sup>	84,29	106,85	145,20	200,49	274,20	368,62
ХНЕ 49-А 3x1x 300 mm <sup>2</sup>	98,16	116,16	146,64	190,30	248,16	321,50
ХНЕ 49-А 3x1x 400 mm <sup>2</sup>	120,45	134,46	158,10	191,79	236,16	291,96
ХНЕ 49-А 3x1x 500 mm <sup>2</sup>	159,72	170,66	189,07	215,21	249,46	292,31





Сл. 6.9: Компоненте актуелизованих специфичних трошкова по јединици дужине кабла (€/m) за различите попречне пресеке кабла ХНЕ 49-А на који су прикључена а) један б) два ц) три д) четири е) пет ф) шест ветроагрегата GE 120 2.5 MW у ветроелектрани Баваништанско поље



Сл. 6.10: Укупни специфични трошкови по јединици дужине кабла (€/m) за различите попречне пресеке кабла ХНЕ 49-А на који су прикључена а) један б) два в) три д) четири е) пет ф) шест ветроагрегата GE 120 2.5 MW у ветроелектрани Баваништанско поље

### 6.3.3. Прорачун оптималних пресека каблова

За финални избор оптималних пресека каблова неопходно је узети у обзир ограничења везана за дозвољени топлотни импулс при кратком споју и дозвољену промену напона дуж фидера. Улазни подаци за прорачун минималног пресека кабла са аспекта струје кратког споја су приказани у таб. 6.5. У анализираном случају ветроелектране Баваништанско поље, разматрана је струја кратког споја од 8 kA у трајању од 1 секунде. Минимални пресек кабла који се може користити са аспекта струје кратког споја на основу једначине (6.15) износи  $S_{\min} = 84,67 \text{ mm}^2$ .

Таб. 6.5: Улазни подаци за прорачун термичког напрезања

Величина	Вредност
$I_{sc}$ (A)	8000
$t$ (s)	1
$\Theta_i$ (°C)	90
$\Theta_f$ (°C)	250
$k_{mat}$	148
$\beta$	228

Економски пресек кабла који је оптерећен једним ветроагрегатом ( $95 \text{ mm}^2$ ) задовољава ограничење са аспекта струје кратког споја, стога је овај захтев задовољен за све кабловске фидере у анализираном случају.

Промена напона дуж фидера ветроелектране за крајњи ветроагрегат (Т10) одређена је под претпоставком да је фактор снаге ветроелектране једнак јединици тј. занемарено је генерисање реактивне снаге. У реалном случају, подужни пад напона на реактанси је вишеструко мањи од подужног пада напона на отпорности, јер је однос активне и реактивне снаге сличан односу отпорности и индуктивности кабла, тако да се он са правом може занемарити. Пад напона у анализираном примеру износи:

$$\begin{aligned} \Delta V &= \sum_{i=1}^n \sqrt{3} \cdot I_i \cdot I_i \cdot R_i = \Delta V_{SS-T5} + \Delta V_{T5-T6} + \Delta V_{T6-T8} + \Delta V_{T8-T9} + \Delta V_{T9-T10} = \\ &= 426,87 \text{ V (1,29\% од } 33 \text{ kV)} \end{aligned} \quad (6.20)$$

Промена напона за крајњи ветроагрегат је мања од максимално дозвољене вредности, стога је овај захтев задовољен за све кабловске фидере у анализираном случају.

### 6.3.4. Прорачун техничких пресека каблова

Минимални пресеци кабла са аспекта дозвољене струје кабла у трајном раду могу се прорачунати на основу релације (6.13). Технички пресеци прикључног кабла у анализираним случајевима износе редом: за један, два и три ветроагрегата  $70 \text{ mm}^2$ , за четири ветроагрегата  $95 \text{ mm}^2$ , за пет ветроагрегата  $120 \text{ mm}^2$  и шест ветроагрегата  $185 \text{ mm}^2$  (таб. 6.6).

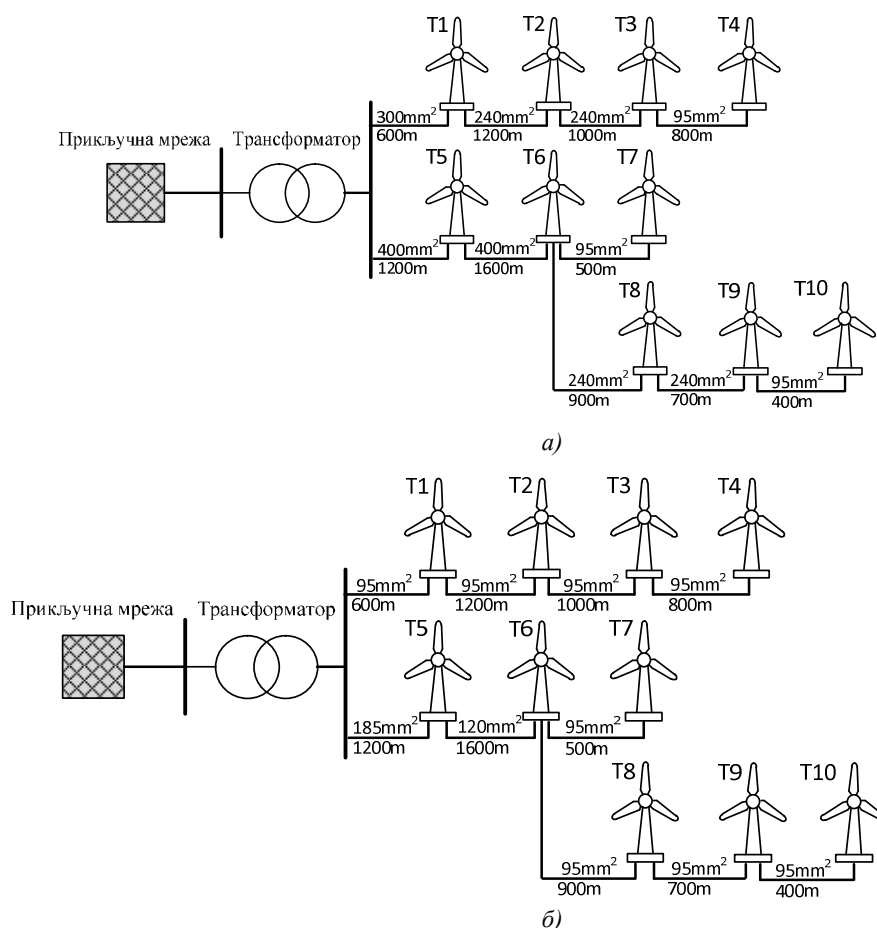
Технички пресек кабла у случају када је оптерећен са једним, два и три ветроагрегата ( $70 \text{ mm}^2$ ) не задовољава ограничење са аспекта дозвољене струје кратког споја, стога се мора изабрати први следећи пресек који задовољава поменуто ограничење ( $95 \text{ mm}^2$ ). Црвеном бојом у таб. 6.6 назначене су вредности техничких пресека каблова ХНЕ 49-А са аспекта трајно дозвољене струје кабла, за све анализирани случајеве оптерећења кабла, док су шрафирани технички пресеци каблова који задовољавају ограничења. Као што је и претпостављено, економски пресеци каблова (таб. 6.4) су генерално значајно већи од техничких пресека (таб. 6.6).

Таб. 6.6: Технички пресеци каблова за различита оптерећења (број ветроагрегата) кабла у ветроелектрани Баваништанско поље

Пресек кабла (mm <sup>2</sup> )	број ВА типа GE 120 – 2,5 MW прикључених на деоници кабла					
	1	2	3	4	5	6
ХНЕ 49-А 3x1x70 mm <sup>2</sup>	71,03	153,98	302,86	533,66	868,74	1336,83
ХНЕ 49-А 3x1x 95 mm <sup>2</sup>	67,38	126,43	230,24	386,90	607,73	907,29
ХНЕ 49-А 3x1x 120 mm <sup>2</sup>	70,02	116,34	196,83	316,42	482,00	702,47
ХНЕ 49-А 3x1x 150 mm <sup>2</sup>	75,28	112,80	177,49	272,57	402,57	573,29
ХНЕ 49-А 3x1x 185 mm <sup>2</sup>	79,24	108,97	159,86	233,92	333,96	463,59
ХНЕ 49-А 3x1x 240 mm <sup>2</sup>	84,29	106,85	145,20	200,49	274,20	368,62
ХНЕ 49-А 3x1x 300 mm <sup>2</sup>	98,16	116,16	146,64	190,30	248,16	321,50
ХНЕ 49-А 3x1x 400 mm <sup>2</sup>	120,45	134,46	158,10	191,79	236,16	291,96
ХНЕ 49-А 3x1x 500 mm <sup>2</sup>	159,72	170,66	189,07	215,21	249,46	292,31

6.3.5. Анализа економске исплативости

На основу прорачунатих економских и техничких пресека каблова и ограничења са аспекта загревања при кратком споју, оптимални и технички пресеци каблова за сваку деоницу у анализираном случају су приказани на сл. 6.11а и сл. 6.11б.



Сл. 6.11: Тест ветроелектрана са маркираним (а) оптималним (економским) пресецима каблова, (б) техничким пресецима каблова

У циљу прорачуна екстра профита који се постиже коришћењем економских пресека каблова, извршена је компаративна *cost-benefit* анализа. Прорачунат је укупан профит који би се остварио коришћењем предложених економских пресека каблова, приказаних на сл. 6.11а, у односу на изабране минималне пресеке каблова који задовољавају техничка ограничења, сл. 6.11б. Таб. 6.7 показује паралелно све кључне економске факторе у случају коришћења техничких и економских пресека каблова.

Таб. 6.7: Компаративна анализа кључних економских параметара за анализирана решења

Економски фактор	Варијантно решење 1 (економски пресеци каблова)	Варијантно решење 2 (технички пресеци каблова)
Укупни инвестициони трошкови за набавку каблова (€)	234.974	144.328
Средњи годишњи губици снаге (kW)	23,27	64,33
Укупни годишњи губици енергије (MWh)	203,86	563,55
Годишњи трошкови услед губитака (€)	18.755	51.846
Укупни инвестициони трошкови сведени на животни век ветроелектране (€)	753.593	462.879
Укупни трошкови услед губитака сведени на животни век ветроелектране (€)	689.915	1.907.207
Укупни актуелизовани специфични трошкови сведени на животни век ветроелектране (€)	1.443.508	2.370.086

На основу резултата у таб. 6.7 може се закључити да варијантно решење 1, које подразумева коришћење економских пресека каблова, обезбеђује значајно бољу профитабилност пројекта ветроелектране. Варијантно решење 1 обезбеђује раст профита од 33.091 € годишње. Инвестициони трошкови у случају коришћења економских пресека каблова су већи за 90.646 €, стога ће разлика у инвестиционим трошковима бити отплаћена већ током треће године експлоатације, док ће се у наредних 17 година остваривати додатни профит, што укупно износи 571.174 €. Економску предност варијантног решења 1 такође показује и чињеница да су укупни актуелизовани специфични трошкови сведени на крај животног века ветроелектране у случају варијантног решења 1 редуковани за око 926.578 €. Поред директног профита услед смањења губитака, варијантно решење 1 обезбеђује и додатну предност у погледу дужег животног века каблова и веће поузданости [144].

Спроведене анализе показују да је економски оправдано користити значајно веће пресеке каблова у поређењу са техничким пресецима који се обично користе, тј. оправдано је повећати инвестиционе трошкове каблова у циљу смањења експлоатационих тј. трошкова услед губитака. Поред директних позитивних ефеката, који су представљени у таб. 6.7 за конкретан пример, овакав приступ такође побољшава техничке карактеристике кабловске мреже. Таб. 6.8 показује компаративну анализу кључних техничких параметара за стандардне техничке и предложене економске критеријуме за селекцију оптималних пресека каблова. Последња три реда у таб. 6.8 показују однос анализираних параметара. На основу резултата може се закључити да су за одговарајуће кабловске деонице одређени технички параметри побољшани неколико пута, као што је редукација губитака снаге, редукација максималне радне температуре кабла, као и пораст дозвољеног времена трајања кратког споја у кабловској мрежи. Побољшање ових техничких параметара генерално повећава поузданост интерне мреже ветроелектране, што може бити чак и битнији ефекат од редукације трошкова.

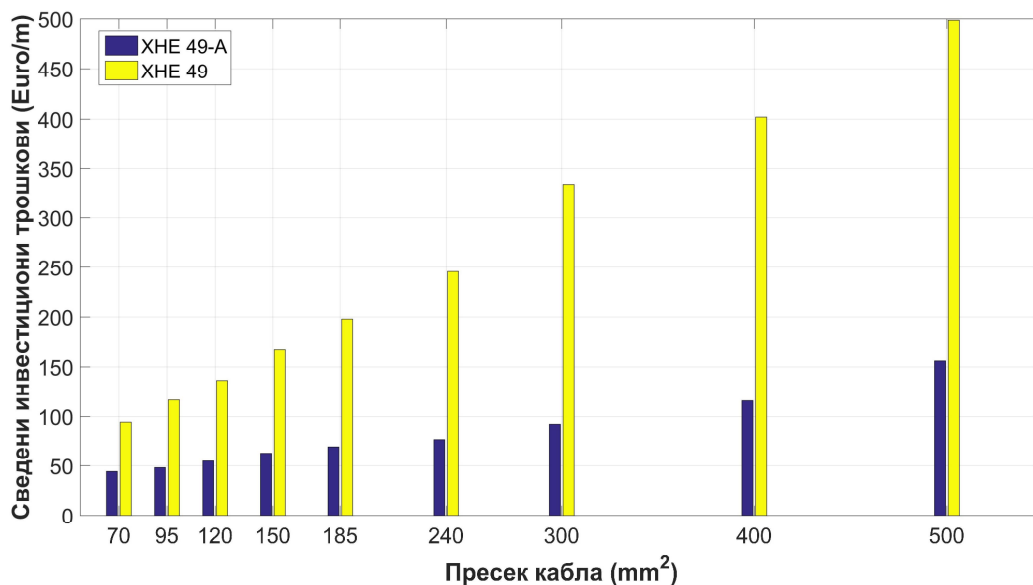
**Таб. 6.8: Компаративна анализа кључних економских параметара за анализирана решења**

број ВА типа GE 120 – 2,5 MW прикључених на деоници кабла		1	2	3	4	5	6
Варијантно решење 1	Пресек кабла ХНЕ 49-А (mm <sup>2</sup> )	95	240	240	300	400	400
	Годишњи губици снаге (kW/km)	0,65	1,01	2,31	3,31	4,06	5,94
	Макс. радна температура (°C)	22,16	23,10	26,96	29,77	31,85	37,06
	Макс. дозвољено трајање кратког споја (s)	1,26	8,03	8,03	12,55	22,32	22,32
Варијантно решење 2	Пресек кабла ХНЕ 49-А (mm <sup>2</sup> )	95	95	95	95	120	185
	Годишњи губици снаге (kW/km)	0,65	2,64	6,14	11,42	14,41	13,29
	Макс. радна температура (°C)	22,16	28,64	39,44	54,55	61,63	57,68
	Макс. дозвољено трајање кратког споја (s)	1,26	1,26	1,26	1,26	2,01	4,77
Однос кључних тех. параметара	Годишњи губици снаге	1,00	0,38	0,38	0,29	0,28	0,45
	Макс. радна температура (°C)	1,00	0,81	0,68	0,55	0,52	0,64
	Макс. дозвољено трајање кратког споја (s)	1,00	6,38	6,38	9,97	11,11	4,67

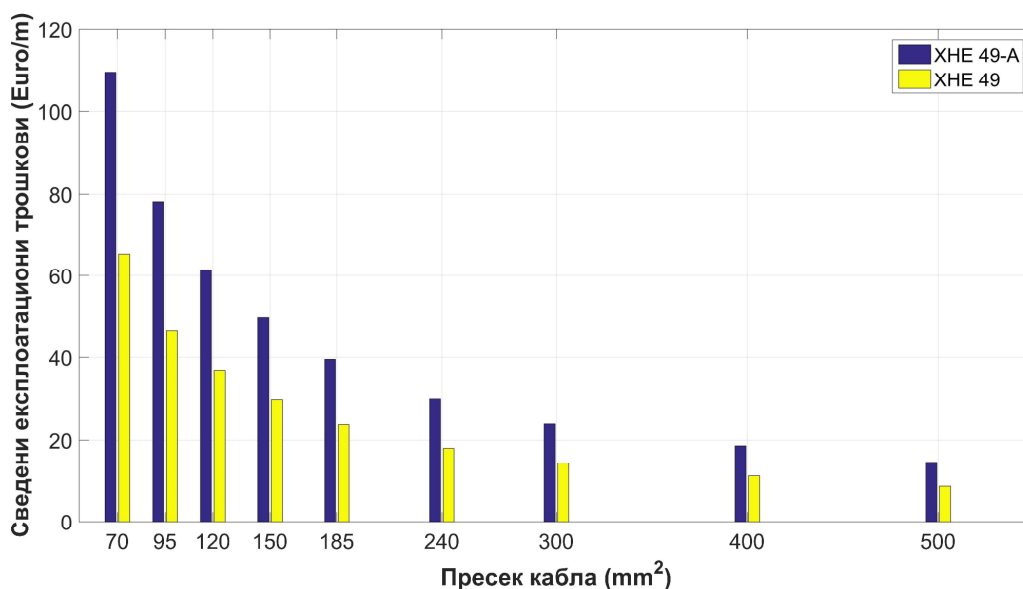
#### 6.4. Утицај материјала проводника на избор оптималног пресека кабла

Проводници СН каблова се најчешће израђују од алуминијума или бабра. Оба метала имају одличну проводљивост, али и своје предности и мане. Алуминијум је значајно лакши од бабра и веома флексибилан, што олакшава његову употребу. Такође, алуминијум је знатно јефтинији од бабра, због чега је пожељнија употреба алуминијума на великим пројектима који захтевају полагање пуно каблова великих дужина. Са друге стране, алуминијум је подложен оксидацији када дође у контакт са влагом и различитим металима. Бакар има већу проводљивост у поређењу са алуминијумом, стога су за исто оптерећење потребни проводници значајно мањег пресека од алуминијумских. Мањи пресеци проводника олакшавају инсталацију на местима где се полаже више проводника у исти ров. Бакар има велику затезну чврстоћу што омогућава да издржи велика механичка напрезања без оштећења. Бакар, као и алуминијум, оксидира када је изложен ваздуху, али у знатно мањој мери. Стога је при избору типа кабла којим ће се реализовати интерна кабловска мрежа ветроелектране потребно детаљно размотрити који материјал проводника је погодније користити [145].

На сл. 6.12 - 6.14 приказана су учешћа појединачних компоненти трошкова кабла у трошковима производње за кабл типа ХНЕ 49 (кабл са бакарним проводником) и ХНЕ 49-А (кабл са алуминијумским проводником), као и укупни трошкови кабла за деоницу фидера које оптерећују два ВА типа GE 2,5 MW, 120 m. Инвестициони трошкови кабла са бакарним проводником су значајно већи од инвестиционих трошкова кабла са алуминијумским проводником (сл. 6.12), док су трошкови услед губитака мањи, због мање отпорности кабла (сл. 6.13). На основу дијаграма на сл. 6.14 може се закључити да су укупни актуелизовани трошкови кабла са бакарним проводником значајно већи од укупних актуелизованих трошкова кабла са алуминијумским проводником, за исто оптерећење кабла.

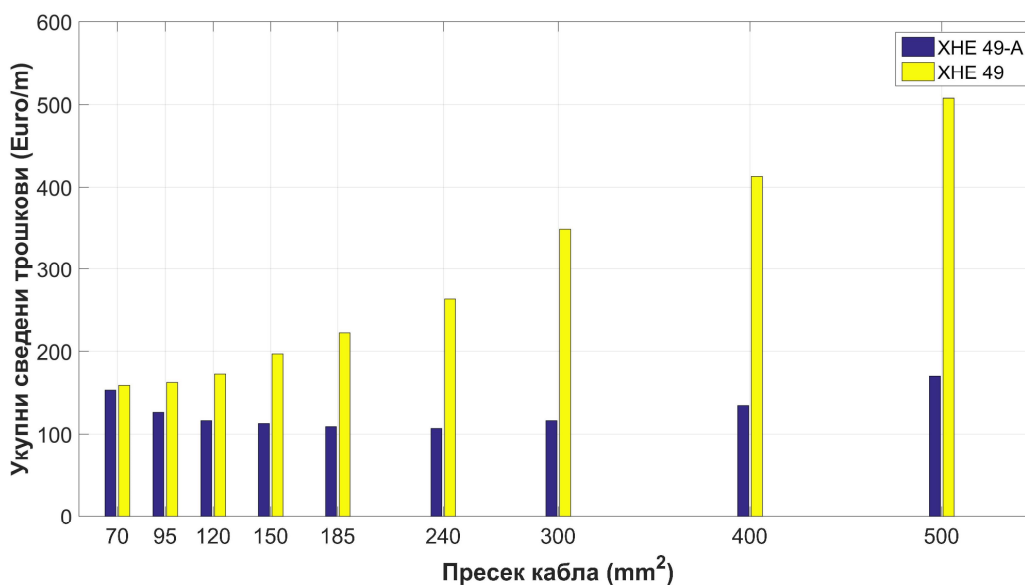


Сл. 6.12: Актуелизовани инвестициони трошкови по јединици дужине кабла (€/m) за различите попречне пресеке кабла XHE 49(-A) на који су прикључена два ветроагрегата GE 120 2.5 MW у ветроелектрани Баваништанско поље



Сл. 6.13: Актуелизовани експлоатациони трошкови по јединици дужине кабла (€/m) за различите попречне пресеке кабла XHE 49(-A) на који су прикључена два ветроагрегата GE 120 2.5 MW у ветроелектрани Баваништанско поље

Применом описане методологије извршен је прорачун укупних актуелизованих трошкова кабла са бакарним проводником (XHE 49), за случај када је кабл оптерећен различитим бројем тест ветроагрегата типа GE 2,5 MW, 120 m. Резултати прорачуна су дати у таб. 6.9. Плавом бојом у таб. 6.9 назначене су вредности минималних укупних трошкова кабла са бакарним проводником (XHE 49), за све анализиране случајеве оптерећења кабла, чиме су дефинисани оптимални пресеци кабла за свако оптерећење, односно сваки сегмент кабла. Као што је и очекивано, оптимални пресеци кабла са бакарним проводником су значајно мањи од оптималних пресека кабла са алуминијумским проводником (Таб. 6.4), за исто оптерећење. Без обзира на то, резултати показују да су укупни актуелизовани трошкови кабла са алуминијумским проводником значајно мањи од укупних актуелизованих трошкова кабла са бакарним проводником, за све анализиране случајеве оптерећења кабла.



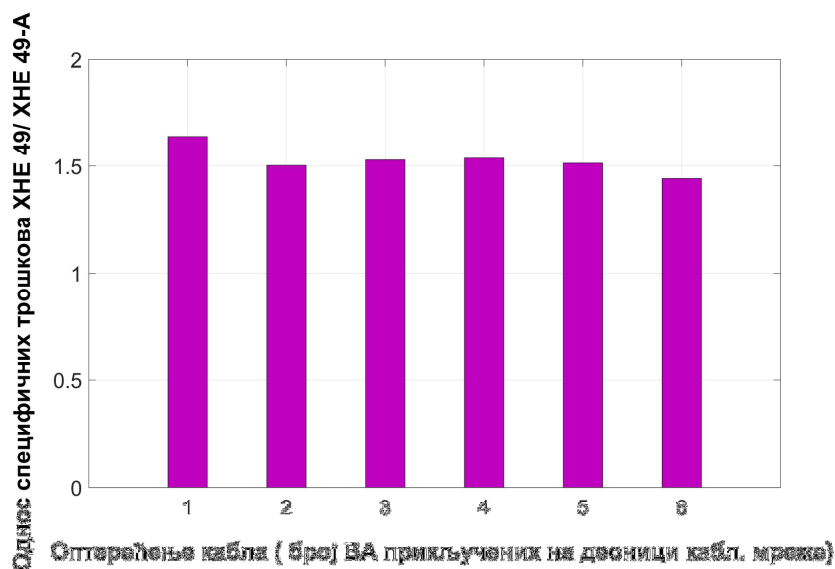
Сл. 6.14: Укупни актуелизовани трошкови по јединици дужине кабла (€/m) за различите попречне пресеке кабла XHE 49(-A) на који су прикључена два ветроагрегата GE 120 2.5 MW у ветроелектрани Баваништанско поље

Таб. 6.9: Укупни актуелизовани трошкови по јединици дужине кабла XHE 49 (€/m) за различите попречне пресеке и различита оптерећења (број ветроагрегата) кабла у ветроелектрани Баваништанско поље

Пресек кабла (mm <sup>2</sup> )	број ВА типа GE 120 - 2.5 MW прикључених на деоници кабла					
	1	2	3	4	5	6
XHE 49 3x1x70 mm <sup>2</sup>	110,46	160,58	250,39	389,32	590,55	871,05
XHE 49 3x1x 95 mm <sup>2</sup>	128,22	163,81	226,29	320,42	452,86	632,18
XHE 49 3x1x 120 mm <sup>2</sup>	145,54	173,53	222,13	294,23	393,91	526,40
XHE 49 3x1x 150 mm <sup>2</sup>	174,43	196,99	235,88	292,98	370,93	473,16
XHE 49 3x1x 185 mm <sup>2</sup>	203,82	221,78	252,49	297,16	357,42	435,42
XHE 49 3x1x 240 mm <sup>2</sup>	249,99	263,60	286,72	320,02	364,42	421,14
XHE 49 3x1x 300 mm <sup>2</sup>	337,63	348,45	366,75	392,97	427,67	471,63
XHE 49 3x1x 400 mm <sup>2</sup>	404,81	413,25	427,49	447,77	474,46	508,02
XHE 49 3x1x 500 mm <sup>2</sup>	500,85	507,42	518,46	534,13	554,66	580,32

Сл. 6.15 показује однос укупних актуелизованих трошкова кабла са бакарним (XHE 49) и кабла са алуминијумским проводником (XHE 49-A). Резултати на сл. 6.15 показују да су укупни актуелизовани трошкови кабла са бакарним проводником за око 50% већи од одговарајућих трошкова кабла са алуминијумским проводником, стога се може закључити да је погодније реализовати интерну кабловску мрежу ветроелектране коришћењем каблова са алуминијумским проводником (XHE 49-A).





Сл. 6.15: Однос укупних актуелизованих трошкова по јединици дужине кабла са бакарним (ХНЕ 49) и алуминијумским проводником (ХНЕ 49-А) за различита оптерећења (број ветроагрегата) у ветроелектрани Баваништанско поље

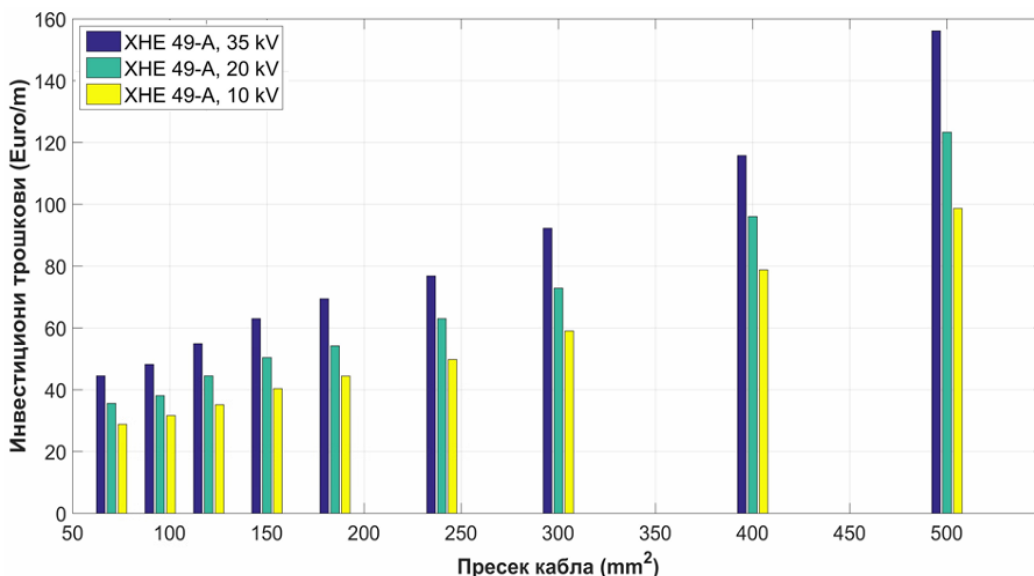
### 6.5. Утицај напонског нивоа на избор оптималног пресека кабла

Интерна кабловска мрежа ветроелектране се обично реализује кабловима напонског нивоа 33 kV, 20 kV и ређе 10 kV. За потребе анализе утицаја напонског нивоа на избор оптималног пресека кабла, извршен је прорачун инвестиционих трошкова и укупне годишње енергије губитака за сваки пресек кабла на који је прикључен произвољан број ветроагрегата, за случај да је кабловска мрежа реализована кабловским водовима различитог напонског нивоа. Прорачун инвестиционих трошкова је вршен према јединичним ценама каблова које су добијене од произвођача за тип кабла ХНЕ 49-А, различитог напонског нивоа, таб. 6.10.

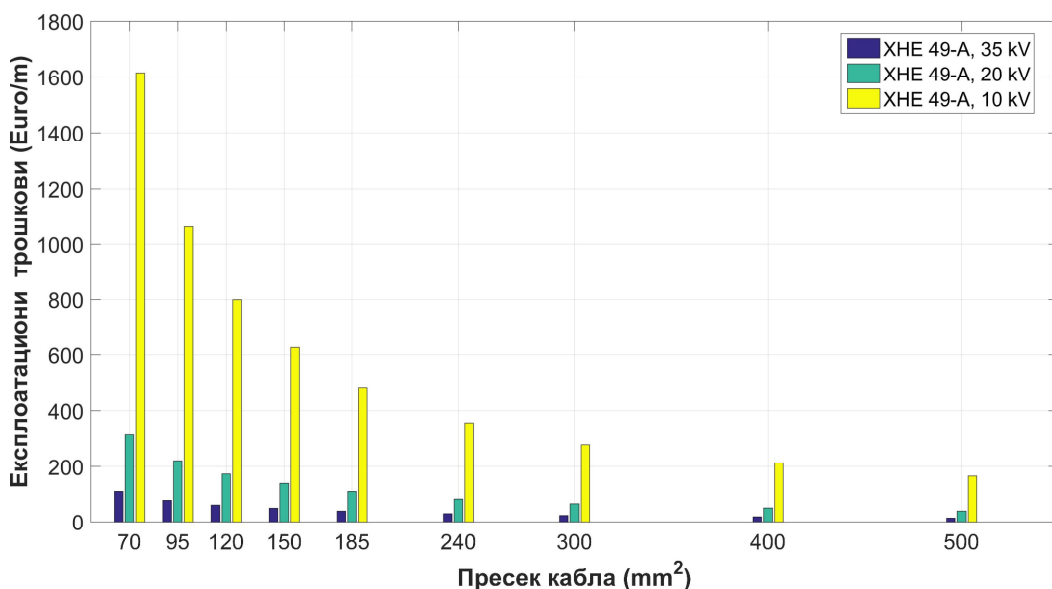
Таб. 6.10: Улазни подаци коришћени за стандардне пресеке кабла ХНЕ 49-А

Пресек кабла (mm <sup>2</sup> )	ХНЕ 49-А, 10 kV			ХНЕ 49-А, 20 kV			ХНЕ 49-А, 33 kV		
	Цена (€/m)	$I_{pc}$ (A)	$R$ (Ω/km)	Цена (€/m)	$I_{pc}$ (A)	$R$ (Ω/km)	Цена (€/m)	$I_{pc}$ (A)	$R$ (Ω/km)
70 mm <sup>2</sup>	8,991	219	0,443	11,1	219	0,443	13,86	211	0,443
95 mm <sup>2</sup>	9,86	263	0,320	11,88	262	0,320	15,04	252	0,320
120 mm <sup>2</sup>	10,96	299	0,253	13,87	298	0,250	17,12	287	0,250
150 mm <sup>2</sup>	12,57	334	0,206	15,72	333	0,202	19,64	320	0,202
185 mm <sup>2</sup>	13,85	378	0,164	16,89	377	0,164	21,66	362	0,164
240 mm <sup>2</sup>	15,52	437	0,125	19,64	436	0,126	23,96	421	0,126
300 mm <sup>2</sup>	18,4	494	0,100	22,71	493	0,101	28,75	474	0,101
400 mm <sup>2</sup>	24,56	563	0,078	29,95	559	0,076	36,11	538	0,076
500 mm <sup>2</sup>	30,76	637	0,061	38,45	632	0,061	48,67	606	0,061

На сл. 6.16 - 6.18 приказани су инвестициони, експлоатациони и укупни трошкови кабла типа ХНЕ 49-А, различитог напонског нивоа, на који су прикључена два ветроагрегата типа GE 2,5 MW, 120 m. Инвестициони трошкови кабла вишег напонског нивоа су већи (сл. 6.16), док су трошкови услед губитака мањи (сл. 6.17), услед мањег оптерећења кабла. На основу дијаграма на сл. 6.18 може се закључити да су укупни актуелизовани трошкови кабла нижег напонског нивоа већи.



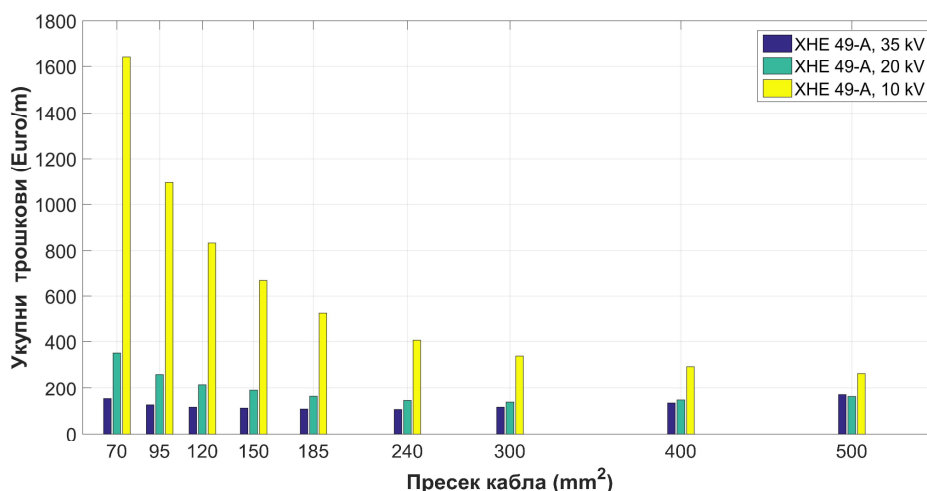
Сл. 6.16: Актуелизовани инвестициони трошкови по јединици дужине кабла (€/m) за различите попречне пресеке и различите напонске нивое кабла XHE 49-A на који су прикључена два ветроагрегата GE 120 2.5 MW у ветроелектрани Баваништанско поље



Сл. 6.17: Актуелизовани експлоатациони трошкови по јединици дужине кабла (€/m) за различите попречне пресеке и различите напонске нивое кабла XHE 49-A на који су прикључена два ветроагрегата GE 120 2.5 MW у ветроелектрани Баваништанско поље

Применом описане методологије извршен је прорачун укупних актуелизованих трошкова кабла за сваки попречни пресек кабла XHE 49-A, напонског нивоа 10 kV, 20 kV и 33 kV, за случај када је оптерећен са различитим бројем тест ветроагрегата типа GE 2,5 MW, 120 m. Резултати прорачуна су дати у таб. 6.11 (за напонски ниво 10 kV), таб. 6.12 (за напонски ниво 20 kV) и таб. 6.4 (за напонски ниво 33 kV).

Резултати показују да се укупни актуелизовани трошкови кабла повећавају са смањењем напонског нивоа, за све анализиране случајеве оптерећења кабла.



Сл. 6.18: Укупни актуелизовани трошкови по јединици дужине кабла XHE 49-A (€/m) за различите попречне пресеке и различите напонске нивое кабла XHE 49-A на који су прикључена два ветроагрегата GE 120 2.5 MW у ветроелектрани Баваништанско поље

Таб. 6.11: Укупни актуелизовани трошкови по јединици дужине кабла XHE 49-A, 10 kV (€/m) за различите попречне пресеке и различита оптерећења (број ветроагрегата) кабла у ветроелектрани Баваништанско поље

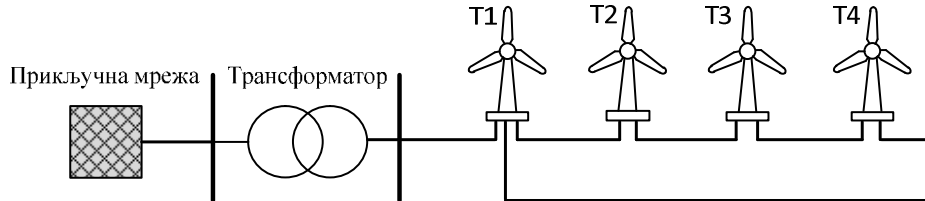
Пресек кабла (mm <sup>2</sup> )	број ВА типа GE 120 - 2.5 MW прикључених на деоници кабла					
	1	2	3	4	5	6
XHE 49-A 3x1x70 mm <sup>2</sup> , 10 kV	344,72	1644,03	4981,63	12115,63	25507,40	48321,57
XHE 49-A 3x1x 95 mm <sup>2</sup> , 10 kV	253,31	1094,52	3083,59	7101,10	14379,88	26504,98
XHE 49-A 3x1x 120 mm <sup>2</sup> , 10 kV	207,80	833,49	2235,40	4952,21	9738,02	17562,41
XHE 49-A 3x1x 150 mm <sup>2</sup> , 10 kV	179,44	667,11	1714,23	3672,28	7033,34	12430,08
XHE 49-A 3x1x 185 mm <sup>2</sup> , 10 kV	154,15	527,06	1294,23	2674,12	4972,59	8582,90
XHE 49-A 3x1x 240 mm <sup>2</sup> , 10 kV	132,71	406,46	945,77	1875,22	3369,25	5652,11
XHE 49-A 3x1x 300 mm <sup>2</sup> , 10 kV	125,00	338,58	746,55	1426,89	2488,82	4072,72
XHE 49-A 3x1x 400 mm <sup>2</sup> , 10 kV	130,01	293,10	596,14	1085,99	1828,20	2907,09
XHE 49-A 3x1x 500 mm <sup>2</sup> , 10 kV	138,59	264,13	492,44	852,14	1383,29	2137,39

Таб. 6.12: Укупни актуелизовани трошкови по јединици дужине кабла XHE 49-A, 20 kV (€/m) за различите попречне пресеке и различита оптерећења (број ветроагрегата) кабла у ветроелектрани Баваништанско поље

Пресек кабла (mm <sup>2</sup> )	број ВА типа GE 120 - 2.5 MW прикључених на деоници кабла					
	1	2	3	4	5	6
XHE 49-A 3x1x70 mm <sup>2</sup> , 20 kV	109,07	351,49	828,77	1650,80	2971,41	4988,39
XHE 49-A 3x1x 95 mm <sup>2</sup> , 20 kV	90,77	259,90	578,76	1102,79	1909,65	3099,16
XHE 49-A 3x1x 120 mm <sup>2</sup> , 20 kV	85,96	217,19	458,50	843,78	1420,49	2249,63
XHE 49-A 3x1x 150 mm <sup>2</sup> , 20 kV	84,10	189,57	380,10	677,78	1113,55	1727,19
XHE 49-A 3x1x 185 mm <sup>2</sup> , 20 kV	80,92	163,92	311,41	537,12	860,26	1305,54
XHE 49-A 3x1x 240 mm <sup>2</sup> , 20 kV	83,33	145,94	255,49	419,83	649,89	959,75
XHE 49-A 3x1x 300 mm <sup>2</sup> , 20 kV	89,08	138,83	225,00	352,49	528,15	760,80
XHE 49-A 3x1x 400 mm <sup>2</sup> , 20 kV	108,71	147,30	213,59	310,56	442,36	614,34
XHE 49-A 3x1x 500 mm <sup>2</sup> , 20 kV	133,21	163,26	214,55	288,91	388,88	517,72

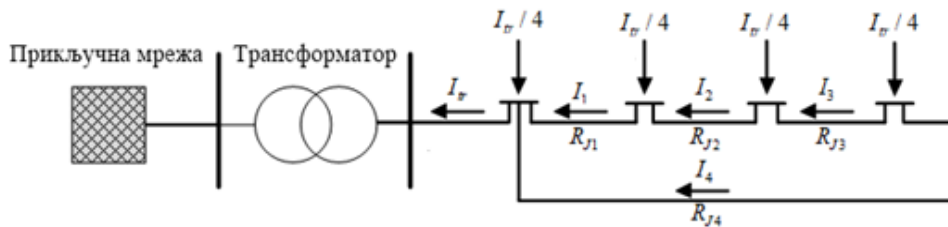
## 6.6. Радијални концепт са повратним проводником

Због немогућности резервног напајања, квар на било којем месту у СН мрежи ветроелектране изазива прекид напајања комплетне СН мреже напајане преко тог вода. На сл. 6.19 обезбеђено је резервно напајање преко кабла истог типа и напонског нивоа положеног у ров са постојећим кабловима, тако да при квару на неком елементу мреже резервни кабл може да преузме пренос испале снаге [146]. Нова концепција мреже не захтева додатне трошкове за полагање кабла, јер се резервни кабл полаже у заједнички ров са постојећим кабловима. Каблови су димензионисани на економске пресеке. Резервни смер напајања омогућава напајање елемената у случају квара. Повратни кабл је потребно димензионисати тако да у потпуности осигура евакуацију укупне снаге производње.



Сл. 6.19: Радијална топологија средњенапонске мреже са повратним каблом

У случају када постоји повратни кабл, врши се минимизација укупних губитака у мрежи. Извршен је прорачун токова снага (струја) у мрежи (сл. 6.20) и добијене су следеће једначине струја по деоницама:



Сл. 6.20: Токови снага (струја) у мрежи са повратним каблом

$$I_1 = \frac{\frac{3}{4}R_{J4} + \frac{1}{2}R_{J3} + \frac{1}{4}R_{J2}}{R_{J4} + R_{J3} + R_{J2} + R_{J1}} I_r \quad (6.21)$$

$$I_2 = I_1 - \frac{1}{4}I_r \quad (6.22)$$

$$I_3 = I_1 - \frac{1}{2}I_r \quad (6.23)$$

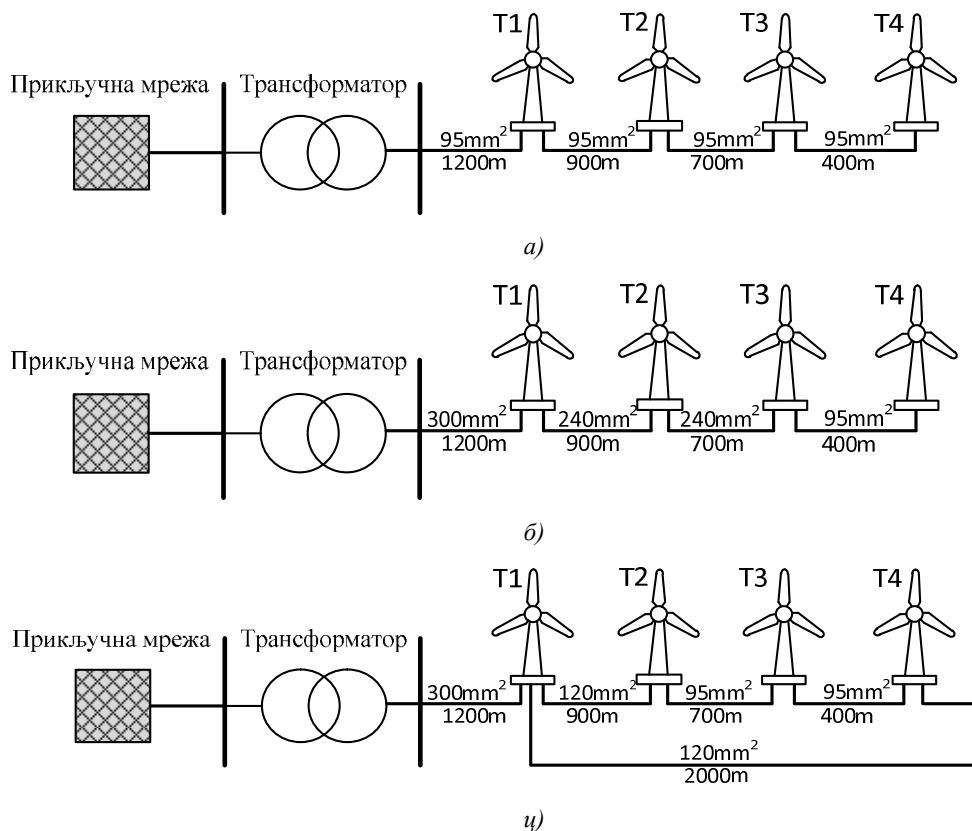
$$I_4 = \frac{3}{4}I_r - I_1 \quad (6.24)$$

Вариран је попречни пресек кабла и извршен прорачун компоненти трошкова  $A$ ,  $B$  (6.10) и укупних трошкова кабла. Добијени оптимални пресеци каблова по деоницама у случају када постоји повратни вод су  $S_{T_R-T_1} = 300 \text{ mm}^2$ ,  $S_{T_1-T_2} = 120 \text{ mm}^2$ ,  $S_{T_2-T_3} = 95 \text{ mm}^2$ ,  $S_{T_3-T_4} = 95 \text{ mm}^2$  и  $S_{T_4-T_1} = 120 \text{ mm}^2$ .

Минимални технички пресеци каблова у анализираним случајевима за један, два, три и четири ветроагрегата износе  $95 \text{ mm}^2$ .

Сл. 6.21 приказује тест ветроелектрану са означеним техничким и економским пресецима каблова за сваку деоницу фидера (за решење без повратног кабла, као и за решење

са повратним каблом). Како би се одредио додатни профит који се постиже коришћењем решења са повратним каблом, извршена је компаративна анализа трошкова за различита варијантна решења.



Сл. 6.21: Тест ветроелектрана са означеним а) техничким пресецима каблова, б) економским пресецима каблова, ц) економским пресецима каблова за решење са повратним водом

Таб. 6.13 показује паралелно кључне економске факторе за случај коришћења техничких (варијантно решење 1), економских пресека каблова (варијантно решење 2), као и економских пресека каблова за мрежу са повратним водом (варијантно решење 3) на сл. 6.19.

Таб. 6.13: Компаративна анализа кључних економских фактора за анализирана решења

Економски фактор	Варијантно решење 1	Варијантно решење 2	Варијантно решење 3
Укупни инвестициони трошкови (€)	48.128	78.852	100.692
Просечни годишњи губици снаге (кW)	21,34	7,01	7,38
Укупни годишњи губици енергије (MWh)	186,92	61,43	64,65
Укупни годишњи трошкови услед губитака (€)	17.197	5.652	5.948
Укупни инвестициони трошкови сведени на крај експлоатационог периода ветроелектране (€)	154.353	252.889	323.221
Укупни трошкови услед губитака сведени на крај експлоатационог периода ветроелектране (€)	632.588	207.875	218.767
Укупни актуелизовани специфични трошкови сведени на крај експлоатационог периода ветроелектране (€)	786.941	460.764	541.988

На основу спроведене анализе може се закључити да варијантно решење 2, које подразумева коришћење економских пресека каблова, пружа бољу економичност пројекта за власника ветроелектране. Варијантно решење 2 обезбеђује повећање профита од 16.309 € годишње. Инвестициони трошкови у случају коришћења економских пресека су већи за 30.724 €, тако да ће се разлика исплатити већ у другој години експлоатације, док ће се у наредних 18 година експлоатације остварити додатни профит од 293.562 €. Економску предност варијантног решења 2 показују и укупни актуализовани специфични трошкови сведени на крај животног века ветроелектране, који су у случају варијантног решења 2 мањи за око 326.177 €.

Недостатак варијантног решења 2 је што квар на било којем месту у мрежи изазива испад производних јединица које су повезане иза места квара. У случају варијантног решења 3, повратни кабл преузима пренос испале снаге при квару. Нова концепција мреже не захтева додатне трошкове за полагање кабла, јер се резервни кабл полаже у ров са постојећим кабловима, док су укупни трошкови сведени на крај експлоатационог периода у случају варијантног решења 3 већи за 81.224 € у односу на варијантно решење 2. Како би се одредила оправданост инвестиције у повратни кабл одређена је просечна годишња нерасположивост каблова по деоницама за коју су трошкови услед неиспоручене електричне енергије једнаки разлици трошкова за различита варијантна решења. Просечна годишња нерасположивост кабла у одређеној деоници одређује се према релацији:

$$t = \frac{T_{\text{ukupno}}^{\text{var.resenje3}} - T_{\text{ukupno}}^{\text{var.resenje2}}}{C_{EN} \cdot C_F \cdot P_n} \quad (6.25)$$

Где су:

$T_{\text{ukupno}}$  (€) – укупни актуелизовани специфични трошкови у кабловској мрежи сведени на крај експлоатационог периода ветроелектране,  
 $C_F$  – фактор капацитета (усвојена је вредност 33%),  
 $P_n$  (MW) – назначена снага,  
 $C_{EN}$  (€/MWh) – цена електричне енергије ( усвојена је вредност 92 €/MWh).

На основу релације (6.25) просечна годишња нерасположивост кабла у деоници T1-T2 за коју је инвестиција у повратни кабл оправдана износи 17,85h, односно у процентима на годишњем нивоу око 0,2 %. На исти начин добијено је да просечне годишње нерасположивости каблова у деоницама T2-T3 и T3-T4 износе редом 26,35 h и 52,7 h, односно у процентима на годишњем нивоу 0,3 % и 0,6 %, респективно. На основу резултата може се закључити да је и у случају веома мале нерасположивости мреже исплатива инвестиција у додатни резервни кабл. Ипак, треба имати у виду да постављање каблова у исти ров не обезбеђује потпуну сигурност ( $n-1$ ) за пласман енергије произведене у ветроагрегатима. Ако се прекид кабла деси услед грађевинских или других радова који подразумевају ископ земље изнад рова, вероватноћа оштећења свих каблова је велика, тако да би у том случају испали и главни и резервни кабл.

## 6.7. Закључна разматрања

У раду је приказан и демонстриран практичан математички модел за прорачун оптималних пресека каблова интерне кабловске мреже ветроелектране. За разлику од модела предложених у постојећој литератури, предложени модел представља надоградњу постојећих модела за оптимизацију топологије кабловске мреже, у којем се прорачуни оптималне топологије и пресека каблова могу решавати одвојено. Улазни параметри за

прорачун економских пресека каблова су статистика ветра на локацији сваког ветроагрегата, крива снаге ветротурбине, цена електричне енергије произведене из ветроелектране, цена кабла и усвојена каматна стопа.

Представљени модел је тестиран на примеру реалне ветроелектране у региону Баната, укупног инсталисаног капацитета 25 MW. Резултати показују да су економски пресеци каблова интерне кабловске мреже ветроелектране значајно већи од техничких, дефинисаних техничким ограничењима. У анализираном случају, показало се да је економски оправдано користити каблове са алуминијумским проводницима уместо каблова са бакарним проводницима, чији су специфични трошкови за око 50 % виши од трошкова каблова са алуминијумским проводницима. Спроведене анализе показују и да се оптималним избором каблова интерне мреже ветроелектране могу постићи значајне уштеде. За анализирану ветроелектрану, укупни актуелизовани специфични трошкови интерне кабловске мреже ветроелектране сведени на крај експлоатационог периода ветроелектране износе око 2,37 милиона евра за варијантно решење са техничким пресецима каблова, односно 1,44 милиона евра за варијантно решење са економским пресецима каблова. Коришћењем економских пресека каблова власник тест ветроелектране постиже екстра профит од око 900.000 евра. У случају ветроелектрана већих снага, смањење трошкова може бити и више милиона евра, што говори о економском и практичном значају спроведених истраживања. Поред директног профита услед редукације губитака, економски пресеци каблова обезбеђују ниже радне температуре каблова, и тиме и дужи животни век ветроелектране и већу поузданост.

У овом поглављу је анализирано и решење мреже са повратним каблом који обезбеђује резервно напајање у случају квара. Извршен је прорачун оптималних пресека каблова и нерасположивости каблова у мрежи за које је предложено решење исплативо. На основу поређења појединих варијантних решења може се закључити да је у анализираном случају, за веома малу нерасположивост мреже (максимално за деоницу 0,6 %) исплатива инвестиција у додатни резервни кабл.

## 7. ОПТИМАЛАН ИЗБОР НАПОНСКОГ НИВОА И ТАЧКЕ ПРИКЉУЧЕЊА ВЕТРОЕЛЕКТРАНА ВЕЛИКИХ СНАГА НА ПРЕНОСНУ МРЕЖУ

### 7.1. Увод

Потенцијал ветра примарно одређује оправданост изградње ветроелектране на одређеној локацији. Када се процени да је циљна локација погодна са аспекта ветроенергетског потенцијала, врши се прелиминаран избор ветроагрегата, сагледавају могућности њиховог просторног распореда, као и могућа решења за прикључење ветроелектране на мрежу. Велике ветроелектране (снаге 20 MW или веће) се прикључују на преносну мрежу и лоциране су на ветровитим локацијама, на којима је мрежа често слабо развијена, стога растојање до најближе прикључне тачке може бити значајно (5-10 km и више). Код таквих ветроелектрана, прикључење на ЕЕС се изводи далеководима ВН (напонског нивоа 110 kV, или вишег). Близина и доступност преносне мреже одређују позицију и тип трансформаторске станице ветроелектране. У случају да постоји могућност да се ветроелектрана прикључи на виши напонски ниво који је ближи, или на нижи напонски ниво који је удаљенији, инвеститори и ОПС треба да донесу одлуку у којој тачки ће ветроелектрана бити прикључена, и пласирати произведену електричну енергију у мрежу. Избор оптималне тачке прикључења захтева дефинисање јединственог оптимизационог критеријума који би квантификовао све релевантне инвестиционе и експлоатационе трошкове, како са аспекта власника ветроелектране, тако и са аспекта ОПС-а. Стога, одабир оптималне тачке прикључења мора бити резултат детаљне *cost benefit* анализе.

Трошкови прикључења ветроелектране представљају значајан фактор при интеграцији ветроелектране у ЕЕС. Вредност трошкова прикључења варира у широком опсегу, а разлог за то су бројни фактори, као што су: растојање ветроелектране од потенцијалних тачака прикључења, напонски ниво мреже на коју се врши прикључење, близина пута и развој путне инфраструктуре, карактеристике терена на којем је планирана изградња ТС-е и далековода, власништво над земљиштем итд. Преглед компоненти трошкова које је потребно уважити приликом избора оптималне тачке прикључења је дат у раду [147]. Трошкови прикључења ветроелектране и њихова структура значајно варирају у зависности од земље у којој се пројекат развија. У раду [148] су поређени услови и трошкови интеграције ветроелектране на мрежу у водећим европским земљама.

Сваки ЕЕС ради у складу са одређеним правилима која дефинишу обавезе постојећих и будућих корисника за рад и повезивање на преносну мрежу [57]. Најчешћи захтеви укључени у већину међународних правилника о раду преносног система примењених на велике ветроелектране дати су у раду [150]. У раду [151] је дат свеобухватан преглед начина и техника регулације напона и реактивне снаге ветроелектране. Стабилност рада ветроелектране при квару у прикључној мрежи анализирана је у раду [152]. Координирано планирање интеграције великих ветроелектрана и одговарајуће преносне мреже, узимајући у обзир стабилност напона, предложено је у [153]. У раду [154] анализиран је утицај ветроелектрана на квалитет електричне енергије.

Избор оптималне тачке прикључења захтева комплексне анализе које укључују све елементе релевантне за минимизацију сведених трошкова производње електричне енергије из ветроелектране са аспекта власника ветроелектране, као и минимизацију потенцијалних трошкова ОПС-а услед промене губитака, преносних капацитета, деградације параметара квалитета, стабилности система итд. Постоји значајан број радова у литератури који се баве проблематиком прикључења ветроелектране и избора оптималне тачке прикључења. Оптимизациони критеријуми представљени у поменутих радовима се односе само на поједине сегменте који су битни за избор оптималне тачке прикључења ветроелектране. При имплементацији поменутих оптимизационих критеријума направљене су бројне претпоставке



које ограничавају генералну примену модела: напонски ниво прикључне мреже је фиксиран [154], [155], број ВН каблова и њихови пресеци су фиксирани [154], координате прикључне тачке су фиксирани [156], фиксирани су локације почетне и крајње тачке далековода [157], све потенцијалне тачке прикључења су на истом напонском нивоу [158], ТС је прикључена у најближој прикључној тачки [159] итд.

Развијено је неколико оптимизационих модела и алгоритама који врше избор оптималне тачке прикључења ветроелектране. ГА [154], [156], [157], [158], еволутивни алгоритам [159], модификовани ГА [160], линеарно програмирање [161], [162], су само неке од метода за избор оптималне тачке прикључења ветроелектране. Поменути алгоритми дефинишу оптималну структуру ветроелектране, а самим тим врше и избор напонског нивоа и тачке прикључења ветроелектране на преносни систем. Међутим, већина предложених модела проналази оптималну тачку прикључења на основу најкраћег растојања ветроелектране од преносне мреже. Стога, не постоји генерални модел у литератури за избор оптималне тачке прикључења ветроелектрана великих снага, који укључује све релевантне анализе и ограничења.

У овом поглављу су представљени методологија и алгоритам за одређивање оптималног напонског нивоа и тачке прикључења ветроелектране велике снаге на преносну мрежу, за произвољну позицију ветроелектране у односу на преносну мрежу, у случају када постоје конкурентне тачке прикључења. Развијени практични математички модел врши прорачун актуелизованих трошкова прикључења ветроелектране велике снаге на преносну мрежу. Модел развијен у дисертацији одређује оптималну тачку прикључења поређењем трошкова прикључења ветроелектране у конкурентним прикључним тачкама, које могу бити на различитим удаљеностима, и на различитим напонским нивоима. На основу познатог растојања референтне тачке прикључења од ТС-е, одређују се критична растојања од конкурентних тачака прикључења за које су трошкови прикључења једнаки. На основу развијеног математичког модела може се извршити избор оптималног напонског нивоа и тачке прикључења ветроелектране велике снаге, у случају када постоје конкурентне тачке прикључења. Узимајући у обзир природу проблема, алгоритам предложен у дисертацији представља оригиналан алгоритам базиран на компаративној анализи трошкова конкурентних тачака прикључења, на основу које се фаворизује једна од потенцијалних тачака. Оптимална тачка прикључења се добија као резултат итеративног прорачуна.

Одабир оптималне тачке прикључења побољшава економске показатеље ветроелектране. На основу разлике у трошковима прикључења може се проценити оправданост техно-економског решења, у случају када разлика у трошковима прикључења омогућава значајно боље техничко решење са аспекта поузданости система (на пример прикључење на 400 kV мрежу уместо на 110 kV мрежу) [163]. Прикључењем на мрежу вишег напонског нивоа смањује се број прекида испоруке електричне енергије због догађаја у преносном систему, као и просечно време трајања прекида. Са друге стране, прикључење ветроелектране на виши напонски ниво захтева веће специфичне инвестиционе и експлоатационе трошкове.

Алгоритам предложен у раду представља унапређење постојећих алгоритама за избор оптималне прикључне тачке ветроелектране. Представљени модел трошкова укључује реалистичнији приказ трошкова ТС-е, трошкова далековода, трошкова рентирања земљишта, трошкова одржавања итд, што га чини детаљнијим и методолошки другачијим од осталих модела који су тренутно у употреби. Предложени модел може представљати и помоћ инвеститорима ветроелектрана приликом разматрања захтева ОПС-а.

## 7.2. Модел за прорачун трошкова прикључења ветроелектране

Трошкови прикључења ветроелектране су одређени као сума инвестиционих и актуелизованих експлоатационих, односно трошкова одржавања. С обзиром на то да се инвестициони трошкови ( $K$ ) издвајају на почетку, у фази изградње ветроелектране, док се експлоатациони трошкови генеришу током животног века ветроелектране, неопходно је извршити актуелизацију трошкова, односно користити динамички економски модел. Актуелизацијом се сви трошкови свде на крај периода експлоатације ветроелектране, у складу са усвојеном стопом актуелизације  $p_n$ . Укупни сведени трошкови могу бити представљени математички на следећи начин:

$$T = K(1+p_n)^n + E \frac{(1+p_n)^n - 1}{p_n} = A + B \quad (7.1)$$

где су:

$T$  (€) – укупни трошкови сведени на крај периода експлоатације од  $n$  година,

$A$  (€) – инвестициони трошкови сведени на крај периода експлоатације од  $n$  година,

$B$  (€) – експлоатациони трошкови сведени на крај периода експлоатације од  $n$  година.

### 7.2.1. Инвестициони трошкови

Инвестициони трошкови прикључења ветроелектране укључују трошкове СН каблова од ветроагрегата до ТС-е, трошкове ТС-е, трошкове далековода од ТС-е до тачке прикључења ветроелектране на преносну мрежу, као и трошкове рентирања земљишта за ТС-у и далековод. За неке потенцијалне тачке прикључења, преносна мрежа мора бити ојачана, како би се задовољили одговарајући технички критеријуми које прописује ОПС (термичко оптерећење,  $(n-1)$  критеријум сигурности, напонска ограничења итд.). За такве потенцијалне тачке прикључења, неопходно је у инвестиционе трошкове укључити и трошкове ојачања мреже.

Претпостављено је да трошкови СН каблова од ветроагрегата до ТС-е не зависе од тачке прикључења ветроелектране на преносну мрежу, стога ова категорија трошкова не улази у анализе спроведене у овом поглављу.

ТС је подељена на два независна, али повезана дела. Ови делови су независни у правном смислу, али повезани у функционалном и техничком смислу. Један је у власништву и управљан од стране ветроелектране, док се други део заједно са прикључним далеководом предаје у власништво и управљање ОПС-у. Сваки део има властиту командну зграду и одговарајуће целине за смештај свих неопходних функционалних и техничких јединица. Трошкови ТС-е се састоје од трошкова основних елемената ТС-е: енергетских трансформатора, ВН прикључног разводног постројења, постројења трансформације ВН/СН, система заштите и управљања, SCADA и комуникационе опреме, сопствене потрошње, инсталације уземљења и громобранске заштите, инсталација у згради итд.

Трошкови далековода обухватају трошкове проводника далековода, трошкове стубова, темеља, помоћне електроопреме, грађевинских и електро радова, испитивања пре пуштања у рад итд.

Прикључење ветроелектране захтева узурпацију земљишта за ТС-у и далековод до преносног система (далеководни стубови и пропратна инфраструктура). Постројење ТС-е је најчешће лоцирано у средишњем делу комплекса ветроелектране у циљу минимизације инвестиционих трошкова и трошкова услед губитака у интерној кабловској мрежи ветроелектране. Комплекс ТС-е се обично састоји од ВН постројења на отвореном, енергетских трансформатора, средњенапонског постројења смештеног у згради и контролних/управних објеката постројења. У овом поглављу је претпостављено да се

прикључење ветроелектране изводи по принципу улаз-излаз изградњом двоструког далековода од трафостанице ветроелектране до места прикључка на преносну мрежу. Непосредно уз прикључни далековод, у извођачком појасу далековода, потребно је предвидети простор за постављање стубова далековода, службеност пролаза за потребе извођења радова, надзор и редовно одржавање далековода.

Како би се обезбедио поуздан и сигуран рад ЕЕС-а, ОПС мора у појединим случајевима да изврши прерасподелу оптерећења, или у крајњем случају да одбије неки од захтева за прикључење како би спречио преоптерећење далековода. Због тога, треба узети у обзир и одговарајући модел ојачања мреже у циљу елиминисања проблема загушења преносне мреже. Модел који узима у обзир трошкове ојачања мреже приказан је у [164]. Овим моделом се минимизују инвестициони трошкови нових водова, који се додају у преносну мрежу у циљу ојачања мреже.

### 7.2.2. Експлоатациони трошкови

Оперативни и трошкови одржавања укључују трошкове одржавања ТС-е, трошкове одржавања далековода и трошкове одржавања коридора трасе далековода. Поред трошкова одржавања, ова категорија трошкова обухвата и трошкове непроизведене електричне енергије услед нерасположивости мреже, трошкове који су последица утицаја ветроелектране на губитке у систему, као и трошкове који су последица промене поузданости система.

Ветар, као примарни енергент, се не може складиштити, па свака немогућност пласмана електричне енергије представља губитак прихода са становишта инвеститора. Ова категорија трошкова зависи од нерасположивости мреже и снаге производње ветроелектране. По правилу, нерасположивост мреже је већа за ниже напонске нивое, па је са аспекта поузданости пласмана енергије из ветроелектране погодније прикључити ветроелектрану на виши напонски ниво.

Интеграција ветроелектране у ЕЕС утиче на токове снага у мрежи. Утицај ветроелектране на токове снага зависи од локације ветроелектране у односу на оптерећење, као и корелисаности временских дијаграма производње ветроелектране и профила потрошње. Профил производње треба одредити на основу мерења брзина ветра на циљној локацији и криве снаге селектоване ветротурбине. Као крајњи резултат, годишњи губици енергије након прикључења ветроелектране могу бити већи или мањи од одговарајућих губитака пре прикључења ветроелектране. Интермитентна природа ветра утиче и на поузданост система [165], [166], [167]. Утицај интеграције ветроелектране на поузданост система се може одредити и финансијски квантификовати на основу модела представљеног у [164].

### 7.3. Математички модел за прорачун критичних удаљености конкурентних тачака прикључења ветроелектране

Инвестициони трошкови прикључења  $K$  су функција напонског нивоа тачке прикључења  $U_L$  и дужине прикључног далековода  $L$ , и могу се одредити помоћу следећих релација:

$$K = f(U_L, L) = K_{SS}^{(U_L)} + C_{TL}^{(U_L)} \cdot L + K_L^{(U_L, L)} + RC^{(U_L)} \quad (7.2)$$

$$K_L^{(U_L, L)} = S^{(U_L)} \cdot C_{SS} + N \cdot C_T^{(U_L)} \quad (7.3)$$

$$RC^{(U_L)} = \sum_{i=1}^M l_i \cdot C_{TLi}^{(U_L)} \quad (7.4)$$

Где су:

$U_L$  (kV) – напонски ниво прикључне мреже,

$K_{SS}$  (€) – инвестициони трошкови ТС-е,

$C_{TL}$  (€/m) – јединични трошкови прикључног далековода,

$L$  (m) – дужина прикључног далековода,

$K_L$  (€) – цена откупа земљишта за ТС-у и далековод,

$S$  (m<sup>2</sup>) – површина земљишта коју заузима ТС,

$C_{SS}$  (€/m<sup>2</sup>) – цена откупа земљишта за ТС-у,

$N = L/a$  – број стубова на траси далековода,

$a$  (m) – просечан распон далековода,

$C_T$  (€) – цена откупа земљишта за просечно стубно место далековода,

$M$  – број нових или ојачаних далековода,

$l_i$  – дужина  $i$ -тог новог далековода,

$C_{TLi}$  (€/m) – јединични трошкови  $i$ -тог новог далековода.

Ако нема потребе за ојачањем мреже онда је  $M=0$ .

Експлоатациони трошкови се могу одредити на основу следећих релација:

$$E = f(U_L, L) = E_C^{(U_L)} \cdot L \cdot D^{(U_L)} + E_{TL}^{(U_L)} \cdot L + E_{SS}^{(U_L)} + E_N^{(U_L)} + W_g \cdot C_g + RIW \quad (7.5)$$

$$E_N^{(U_L)} = ENS \cdot T \cdot C_F \cdot P_n \cdot C_E \quad (7.6)$$

Где су:

$E_1$  (€/m<sup>2</sup>) – просечни годишњи трошкови одржавања трасе далековода,

$D$  (m) – ширина извођачког појаса далековода,

$E_{TL}$  (€/m) – специфични годишњи трошкови одржавања далековода,

$E_{SS}$  (€) – годишњи трошкови одржавања ТС-е,

$E_N$  (€) – годишњи трошкови непроизведене електричне енергије услед нерасположивости мреже,

$W_g$  (MWh) – разлика укупних годишњих губитака енергије у систему пре и након прикључења ветроелектране у анализираној тачки,

$C_g$  (€/MWh) – цена губитака електричне енергије,

$RIW$  (€) – трошкови који су последица промене поузданости система,

$ENS$  (h) – укупна годишња нерасположивост мреже,

$C_F$  – фактор капацитета ветроелектране,

$P_n$  (MW) – назначена снага ветроелектране,

$C_E$  (€/MWh) – цена неиспоручене електричне енергије.

У анализама спроведеним у овом поглављу је претпостављено да су трошкови експлоатације ( $E$ ) једнаки из године у годину.

Трошкови који су последица промене поузданости система се могу прорачунати на основу промене параметра поузданости  $\Delta LOEE$  и цене неиспоручене електричне енергије  $C_E$ . Ови трошкови се могу одредити на основу следећих релација [164]:

$$RIW = \Delta LOEE \cdot IEAR = (LOEE - LOEE_w) \cdot C_E \quad (7.7)$$

$$LOEE_w = LOEE_0 \cdot P_w(0) + LOEE_f \cdot P_w(f) + \sum_{w=1}^W [LOEE_x \cdot P_w(x)] \quad (7.8)$$

где је:

$LOEE$  (MWh) (*Loss of Energy Expectation*) – очекивана неиспоручена енергија у систему пре прикључења ветроелектране,

$LOEE_w$  (MWh) – очекивана неиспоручена енергија у систему након прикључења  $w$ -те ветроелектране,

$LOEE_0$  (MWh),  $LOEE_f$  (MWh),  $LOEE_x$  (MWh) – очекивана неиспоручена енергија у систему у случају без ветра, при номиналној брзини ветра и при произвољној брзини ветра,

$P_w(0)$ ,  $P_w(f)$ ,  $P_w(x)$  – вероватноћа да је снага производње ветроелектране једнака нули, да одговара назначеној снази, или да се налази у опсегу између ове две вредности.

Прорачун трошкова који су последица промене губитака у систему и трошкова услед промене поузданости система се врши у оквиру посебних студија токова снага. Овакве студије захтевају информације о преносној мрежи и токовима снаге и морају се вршити у специјализованим софтверима.

Заменом једначина (7.2) и (7.5) у (7.1) добијају се релације за одређивање укупних трошкова прикључења ветроелектране на преносну мрежу, сведених на крај периода експлоатације од  $n$  година. Из једнакости трошкова прикључења ветроелектране одређене инсталиране снаге у две конкурентне тачке прикључења, на напонским нивоима  $U_{L1}$  и  $U_{L2}$ , може се одредити критично растојање за које су трошкови прикључења једнаки:

$$L(U_{L1}) = a \cdot L(U_{L2}) + b \quad (7.9)$$

Где је:

$$a = \frac{C_{TL}(U_{L2}) + \frac{C_T(U_{L2})}{a(U_{L2})} + (E_1(U_{L2}) \cdot D(U_{L2}) + E_{TL}(U_{L2})) \cdot \frac{(1+p_n)^{n-1}}{p_n(1+p_n)^n}}{C_{TL}(U_{L1}) + \frac{C_T(U_{L1})}{a(U_{L1})} + (E_1(U_{L1}) \cdot D(U_{L1}) + E_{TL}(U_{L1})) \cdot \frac{(1+p_n)^{n-1}}{p_n(1+p_n)^n}} \quad (7.10)$$

$$b = \frac{K_{SS}(U_{L2}) - K_{SS}(U_{L1}) + C_{SS} \cdot (S(U_{L2}) - S(U_{L1})) + (E_{SS}(U_{L2}) - E_{SS}(U_{L1}) + E_N(U_{L2}) - E_N(U_{L1})) \cdot \frac{(1+p_n)^{n-1}}{p_n(1+p_n)^n}}{C_{TL}(U_{L1}) + \frac{C_T(U_{L1})}{a(U_{L1})} + (E_1(U_{L1}) \cdot D(U_{L1}) + E_{TL}(U_{L1})) \cdot \frac{(1+p_n)^{n-1}}{p_n(1+p_n)^n}} \quad (7.11)$$

На основу релација (7.9)-(7.11) могу се одредити оптималан напонски ниво и оптимална тачка прикључења ветроелектране на преносну мрежу. Ако је ТС лоцирана на растојању  $L_2(PCC)$  од потенцијалне тачке прикључења, на напонском нивоу  $U_{L2}$ , прикључење је економски оправдано ако је растојање од друге потенцијалне тачке  $L_1(PCC)$ , на напонском нивоу  $U_{L1}$ , веће од  $L_2(PCC)$ .

#### 7.4. Ограничења

Свака потенцијална тачка прикључења мора бити проверена са аспекта одговарајућих техничких ограничења. Формално математички ови технички захтеви дефинишу ограничења

оптимизационе функције (7.9). У складу са тим, три ограничења су дефинисана:

- 1) Максимално дозвољена струја кратког споја,
- 2) Критеријум сигурности ( $n-1$ ),
- 3) Параметри квалитета.

Сва опрема и проводници далековода морају бити проверени са аспекта дозвољене струје кратког споја. Максимална вредност струје кратког споја је одређена од стране ОПС-а.

Електрична опрема има довољну термичку стабилност при краткој споју ако је задовољена следећа релација за термички еквивалентну струју кратког споја  $I_{th}$  и трајање кратког споја  $T_k$ :

$$I_{th} \leq I_{thr} \text{ за } T_k \leq T_{kr} \text{ и } I_{th} \leq I_{thr} \sqrt{\frac{T_{kr}}{T_k}} \text{ за } T_k \geq T_{kr} \quad (7.12)$$

Где су:

$I_{th}$  – термички еквивалентна струја кратког споја дефинисана према IEC 60909 [168],

$I_{thr}$  – назначена струја кратког споја,

$T_{kr}$  – назначено трајање кратког споја.

Минимални пресек кабла са аспекта струје кратког споја се одређује тако да је задовољена следећа релација:

$$S \geq S_{\min} = \frac{I_{th}}{S_{th}} = I_{th} \sqrt{\frac{T_k}{T_{kr}}} / S_{thr} \quad (7.13)$$

Где су:

$S_{th}$  – густина термички еквивалентне струје кратког споја,

$S_{thr}$  – назначена густина струје кратког споја.

Ветроелектране имају утицај и на струје квара у прикључној мрежи. Након прикључења ветроелектране,  $I_k$  у прикључној мрежи се мења, стога је неопходно проверити да ли су релације (7.12) и (7.13) задовољене за постојећу опрему. Ако релације (7.12) и (7.13) нису задовољене, неопходно је сагледати могућности и трошкове ојачања мреже како би ограничење везано за максимално дозвољену струју кратког споја било задовољено.

У циљу одређивања оптималне тачке прикључења ветроелектране, ОПС мора да изврши све неопходне анализе (токови снага, анализе сигурности система, варијације напона, анализе кратких спојева, динамичке стабилности, итд.) које потврђују да ли се параметри преносног система налазе унутар дефинисаних граница за рад ветроелектране без штетних последица на ЕЕС, и без ометања нормалног рада ветроелектране. Прикључење на преносни систем се мора извршити тако да ОПС може радити у складу са критеријумом сигурности ( $n-1$ ). Критеријум сигурности подразумева да испад било ког елемента преносног система не доводи до преоптерећења осталих елемената, нити нарушавања напонских ограничења у чвориштима преносног система. Алгоритам за оптималну алокацију ветроагрегата који узима у обзир ограничења везана за стабилност и сигурност система предложен је у [169]. Ако анализе покажу да критеријуми стабилности и/или сигурности система нису задовољени након повезивања ветроелектране у потенцијалној тачки прикључења, потребно је размотрити услове за ојачање мреже (изградња нових далековода) тако да услови у тачки прикључења буду задовољени и прикључење у потенцијалној тачки постане изводљиво.

Прикључење ветроелектрана велике снаге на преносну мрежу може утицати на квалитет електричне енергије [170], [171]. ОПС је дужан да обезбеди да одступање напона у свим тачкама прикључења на преносну мрежу буде унутар захтеваних граница. Такође, ветроелектране прикључене на преносни систем, као и сам преносни систем, морају имати способност да издрже облик напонског таласа (треперење напона) и изобличења у погледу садржаја виших хармоника. Студије токова виших хармоника су важне за квантификовање изобличења напонских таласа у различитим тачкама преносне мреже.

Вредности виших хармоника струје у тачки прикључења ветроелектране морају бити мање од максимално дозвољених вредности, дефинисаних од стране ОПС-а. Сума струјних хармоника  $h$ -тог реда на месту прикључења дефинисана је стандардом IEC 61000-3-6 [68].

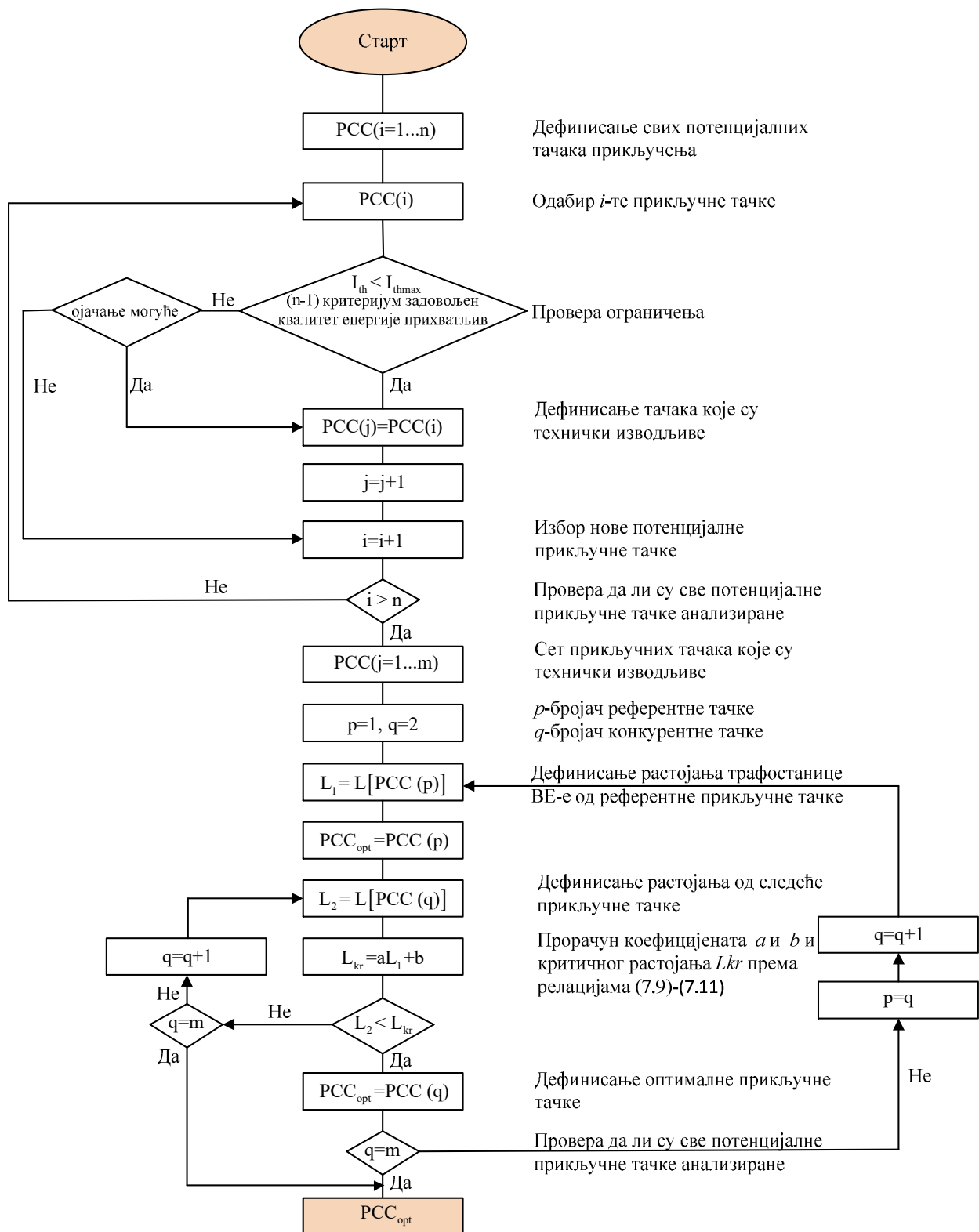
Вредности краткотрајних и дуготрајних фликера емитованих од стране ветроелектране у тачки прикључења треба да буду мање од емисионих лимита, дефинисаних стандардом IEC 61000-3-7 [171] или националним препорукама. Оцену вредности  $E_{Pst}$  и  $E_{Plt}$  потребно је естимирати у континуалном погону ВГ-а и услед склопних операција.

### 7.5. Алгоритам за проналажење решења оптимизационе функције

Решење оптимизационог проблема дефинисаног релацијом (7.9), са ограничењима дефинисаним у поглављу 7.3, може се одредити на основу алгоритма приказаног на сл. 7.3.

Предложени алгоритам заснован је на претрази свих могућих решења једначине (7.9) која задовољавају техничка ограничења. Овај приступ је прихватљив обзиром да је ово планерски проблем и узимајући у обзир чињеницу да постоји релативно мали број стандардних напонских нивоа преносне мреже. У пракси је број различитих напонских нивоа обично мањи од 5. Алгоритам на сл. 7.3 примењује се сукцесивно за сваку потенцијалну тачку прикључења ветроелектране.

Скуп технички изводљивих тачака прикључења се формира издвајањем тачака које испуњавају техничке критеријуме из скупа свих потенцијалних тачака прикључења. Прва тачка из скупа технички изводљивих тачака прикључења се проглашава референтном тачком и њен избор је произвољан тј. неће утицати на коначни избор оптималне тачке прикључења. Референтна тачка прикључења је означена као оптимална и даље се пореди са конкурентним тачкама прикључења из дефинисаног скупа тачака. У случају да је удаљеност трансформаторске станице ветроелектране од конкурентне тачке прикључења мања од критичне удаљености за коју су трошкови прикључења једнаки, а која је одређена на основу прорачунатих коефицијената  $a$ ,  $b$  и познате удаљености референтне тачке прикључења од ТС-е, анализирана потенцијална тачка прикључења постаје нова референтна тачка. Нова референтна тачка се даље пореди са следећом тачком из скупа потенцијалних тачака прикључења, и поступак се понавља све док се не размотре све технички изводљиве тачке прикључења. На основу описаног алгоритма, тачка која је економски најисплативија се издваја из скупа потенцијалних тачака прикључења као оптимално решење.

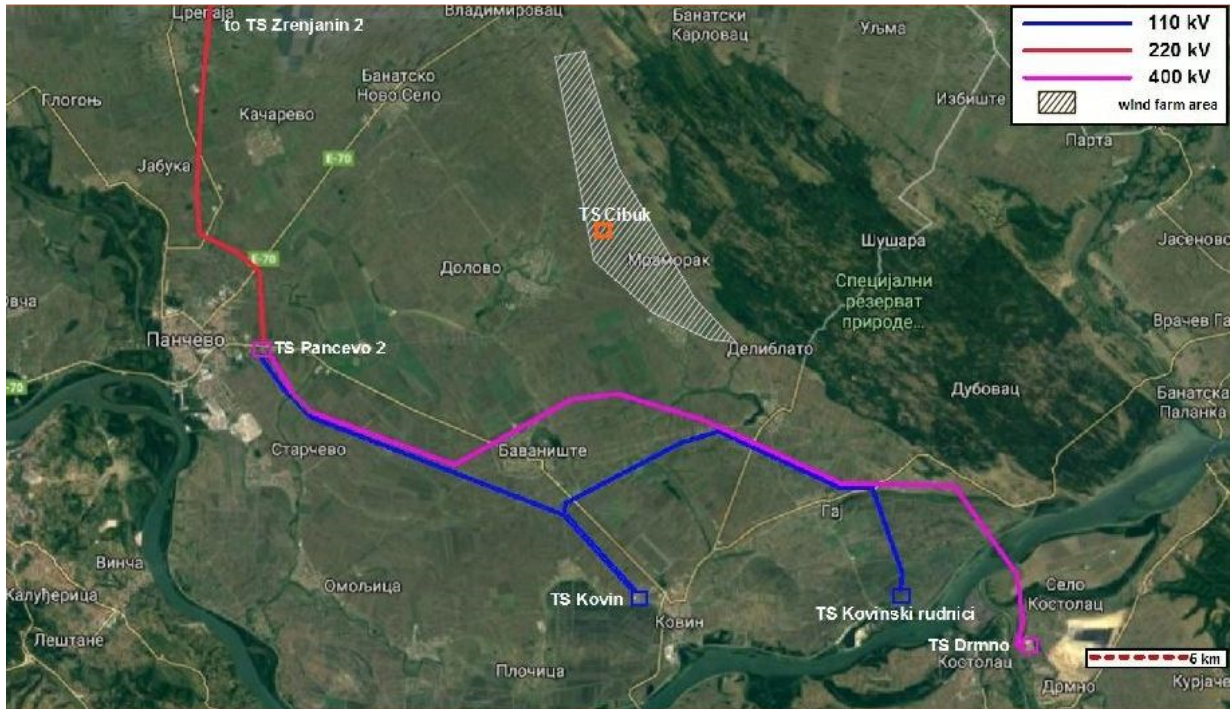


Сл. 7.1: Алгоритам за проналажење оптималног напонског нивоа и тачке прикључења



## 7.6. Случај прикључења ветроелектране Чибук 1

Анализиран је случај прикључења ветроелектране Чибук 1, лоциране око 50 km од Београда, на територији општине Ковин, у Војводини. Ветроелектрана покрива површину од око 37 km<sup>2</sup> на неколико катастарских општина. Ветроелектрана је лоцирана на веома равном и хомогеном терену. Детаљан опис терена и потенцијала ветра у региону је дат у раду [122]. Називна снага ветроелектране Чибук 1 је 157 MW и реализована је са 57 ветроагрегата називне снаге 2,5 MW. На слици 7.4 приказан је простор на којем је изграђена ветроелектрана Чибук 1 и трасе конкурентних прикључних далековада.



Сл. 7.2: Позиција ТС Чибук 1 и постојећих далековада 400 kV, 220 kV И 110 kV који су конкурентни за прикључење ветроелектране Чибук 1

Локација главне трансформаторске станице ветроелектране Чибук 1 је удаљена 8,75 km од постојећег 400 kV далековада, 17,71 km од постојећег 220 kV далековада и 12,46 km од постојећег 110 kV далековада. Поставља се питање који од конкурентних напонских нивоа је оптималан за прикључење ветроелектране Чибук 1. На примеру овог реалног инжењерског проблема биће демонстрирана практична употребљивост предложеног математичког модела. Ради добијања уопштених закључака, анализе су извршене под претпоставком да је ветроелектрана реализована са различитим бројем ветроагрегата типа GE 2,5 MW-120 m.

Анализиране су могућности прикључења ветроелектране на различите напонске нивое прикључне мреже. Три различита случаја су посматрана:

Случај 1: изградња нове ТС-е Чибук 1 400/35 kV – прикључење на 400 kV далековод

Случај 2: изградња нове ТС-е Чибук 1 220/35 kV – прикључење на 220 kV далековод

Случај 3: изградња нове ТС-е Чибук 1 110/35 kV – прикључење на 110 kV далековод

Сваки појединачан случај је разматран са аспекта инвестиционих трошкова, трошкова одржавања и узурпиране површине за изградњу прикључка.

## 7.7. Резултати анализа

Прикључење ветроелектране захтева изградњу ТС-е и прикључног далековада. У наредном поглављу извршена је компаративна анализа узурпације земљишта и трошкова

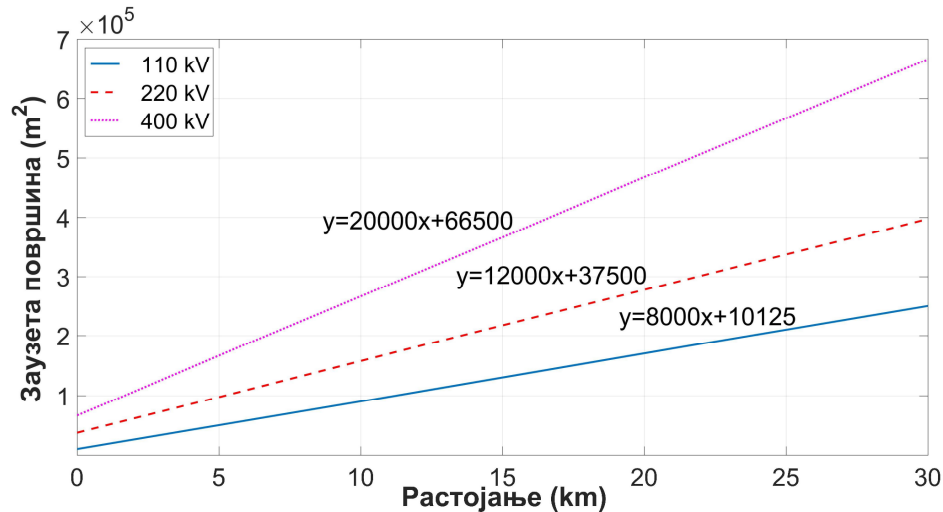
прикључења за различите снаге ветроелектране.

### 7.7.1. Компаративна анализа узурпације земљишта

Један од негативних ефеката изградње ветроелектране је узурпација земљишта. Земљиште се узурпира у погледу изградње приступних путева, темеља ветроагрегата и платформе за кран. Оптимална узурпација земљишта за изградњу ветроелектране је тема која је доста обрађивана у литератури [173], [174], [175], [176]. Површина узурпираног земљишта ветроелектране генерално зависи од инсталисане снаге ветроелектране и броја ветроагрегата. Површина узурпираног земљишта за ТС-у и далековод практично не зависи од инсталисане снаге ветроелектране, већ само од напонског нивоа на који се врши прикључење, и дужине прикључног далековода. Оптимизација узурпираног земљишта је повезана са избором оптималне тачке прикључења ветроелектране на преносну мрежу.

У анализираном примеру, претпостављено је да је површина земљишта  $S$  коју заузима ТС димензија  $75 \times 135 \text{ m}$ ,  $150 \times 250 \text{ m}$  и  $190 \times 350 \text{ m}$  за ТС  $110/35 \text{ kV}$ ,  $220/35 \text{ kV}$  и  $400/35 \text{ kV}$ , респективно. Претпостављено је да је прикључак изведен изградњом двоструког далековода на стубовима типа буре. Ширина извођачког појаса далековода  $D$  износи  $8 \text{ m}$  за  $110 \text{ kV}$ ,  $12 \text{ m}$  за  $220 \text{ kV}$  и  $20 \text{ m}$  за  $400 \text{ kV}$ .

На сл. 7.3 је приказана зависност површине узурпираног земљишта за ТС-у и далековод у функцији растојања ветроелектране од прикључне тачке, за различите напонске нивое прикључне тачке. Са графика се види да површина узурпираног земљишта значајно зависи од напонског нивоа на који се врши прикључење ветроелектране.

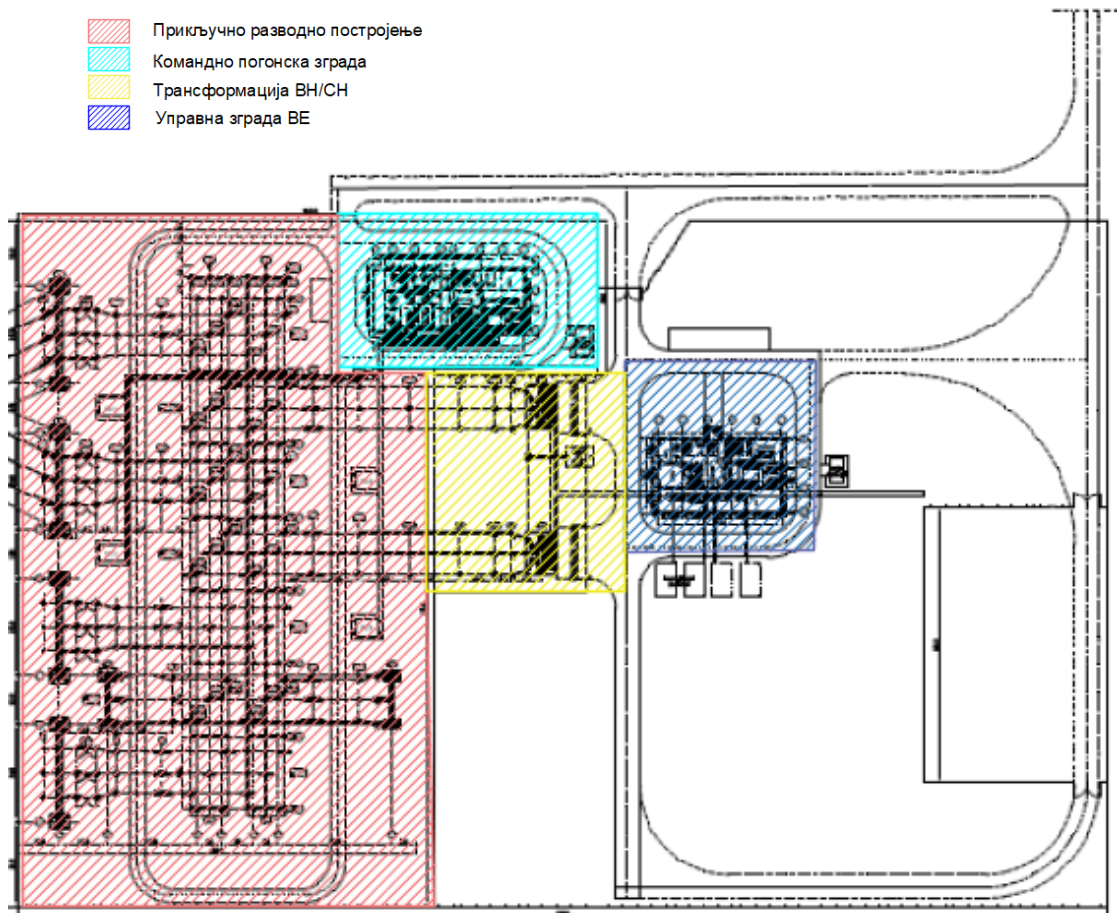


Сл. 7.3: Заузета површина за ТС и далековод у функцији растојања ветроелектране од прикључне тачке, за различите напонске нивое прикључне тачке

Поред повећања трошкова прикључка због веће узурпиране површине, овај аспект може бити значајан и у погледу утицаја на животну средину, па га је потребно посебно анализирати, нарочито у случајевима када траса далековода пролази кроз средине од посебног значаја (као што су шуме, национални паркови, обрадиво земљиште и слично).

### 7.7.2. Компаративна анализа трошкова прикључног разводног постројења и ТС-е

Комплекс ТС-е садржи ВН разводно постројење, командно погонску зграду у оквиру ВН разводног постројења, трансформацију ВН/СН, управну зграду ветроелектране са СН постројењем, и пратеће објекте и системе (релејне кућице, дизел агрегате, кондензаторске батерије, уљне јаме, саобраћајнице итд.). Ради смањења дужина каблова у колекторском систему, тежи се да главна ТС буде лоцирана што ближе централном делу ветроелектране.

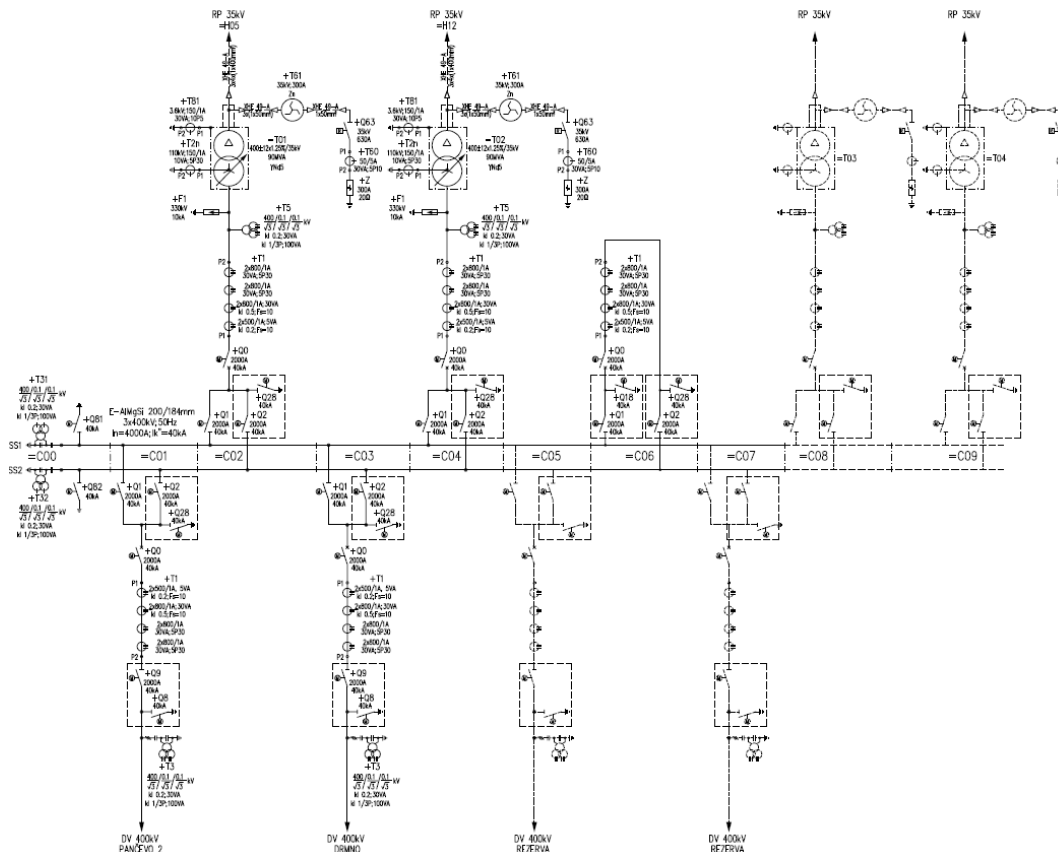


Сл. 7.4: Распоред објеката унутар комплекса трафостанице ветроелектране Чибук 1 [177]

ВН постројење је спољашње постројење са два система сабирница. Постројење је састављено од осам поља: два далеководна, два трансформаторска, спојно, мерно и два резервна неопремљена далеководна поља (сл. 7.5). Избор пресека сабирница се врши према најоптерећенијој секцији у нормалном погону, за најкритичније уклопно стање и расподелу снага у постројењу.

У ВН постројењу су предвиђене три релејне кућице у којима су смештени ормани управљања и ормани заштитних релеја. Примењен је дистрибуирани концепт система управљања. За свако поље је предвиђен по један орман управљања у коме су смештене управљачка јединица поља и резервни управљачки панел, за случај отказа управљачке јединице поља. Електричну заштиту чине засебни микропроцесорски уређаји смештени у локалним орманима у релејним кућицама за одговарајућа поља ВН постројења. Поузданост заштите је обезбеђена са редувантним заштитним уређајима и са различитим врстама заштите, а њено ефикасно деловање је обезбеђено и решењима са двоструким напајањем командним напоном и два калема за искључење прекидача.

Трансформација ВН/СН се састоји од једног или више енергетских трансформатора, у зависности од снаге ветроелектране и напонског нивоа преносне мреже на коју се врши прикључење. У анализама трошкова уважена је промена броја трансформатора са променом инсталисане снаге ветроелектране, тако да су за снаге ветроелектране до 100 MW коришћена по два трансформатора за све напонске нивое, преко 100 MW три трансформатора за напонски ниво 110 kV, и по два за напонске нивое 220 kV и 400 kV. Снага трансформатора одређена је под претпоставком да ветроелектрана ради са номиналном активном снагом и фактором снаге 0,8.



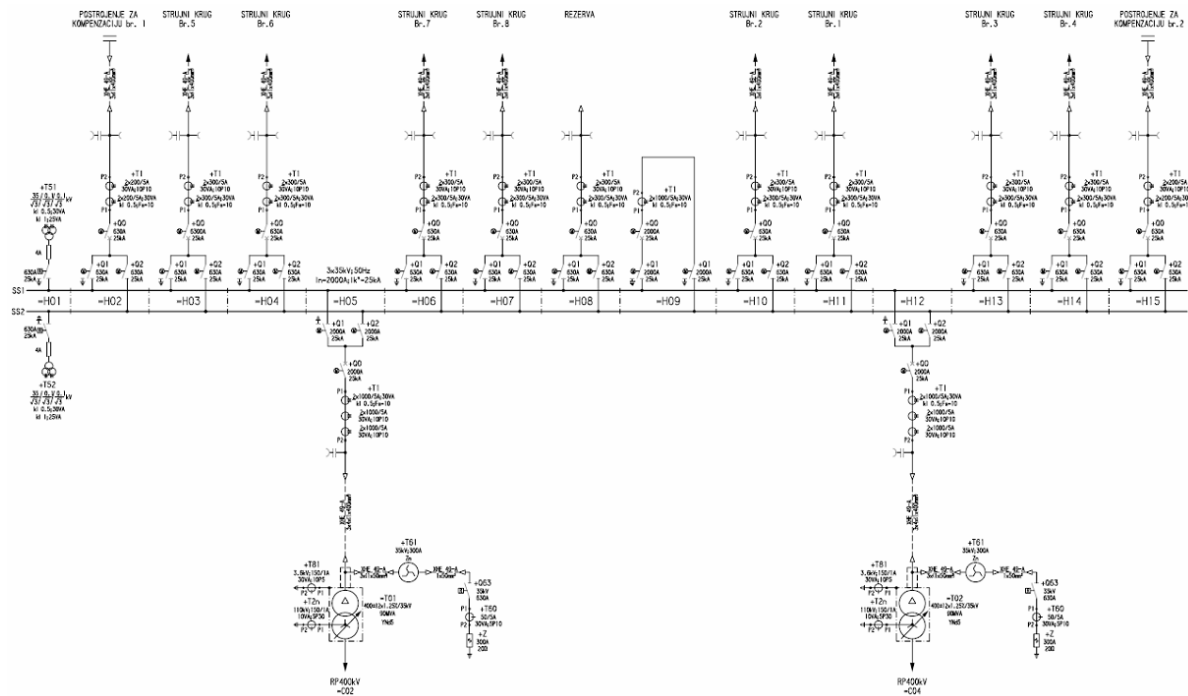
Сл. 7.5: Једнополна шема прикључног ВН постројења ветроелектране Чибук 1 [177]

Трошкови главних трансформатора коришћених у анализи приказани су у таб. 7.1.

Таб. 7.1: Трошкови трансформатора

Назначена снага (MVA)	Варијанта 1 Трансформатор 110/35 kV (k€)	Варијанта 2 Трансформатор 220/35 kV (k€)	Варијанта 3 Трансформатор 400/35 kV (k€)
20	250	310	400
31,5	340	425	550
40	390	490	640
63	530	660	860
90	720	900	1200
120	910	1150	1500
150	1150	1400	1900

Разводно постројење 35 kV је смештено у управној згради ветроелектране и састоји се од 15 ћелија (сл. 7.6). У свакој ћелији 35 kV уграђен је микропроцесорски заштитно-управљачки уређај. Управљачки систем разводног постројења 35 kV је серијски повезан са SCADA системом ВН постројења и са управљачким системом ветроелектране у сврху размене неопходних информација. На 35 kV напонском нивоу врши се компензација реактивне снаге. За ту сврху у разводном постројењу 35 kV опремљене су две ћелије за напајање постројења са кондензаторским батеријама, са усвојеним капацитетом кондензаторских батерија од 2x10 Mvar.



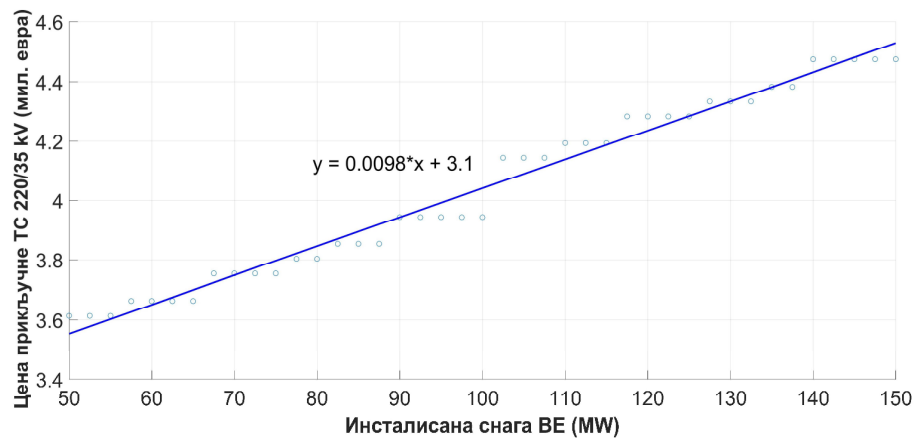
Сл. 7.6: Једнополна шема СН постројења ВЕ Чибук [177]

Трошкови елемената ТС-е процењени су на основу искуствених података добијених у току изградње ТС-е и могу се сматрати грубим проценама, таб. 7.2.

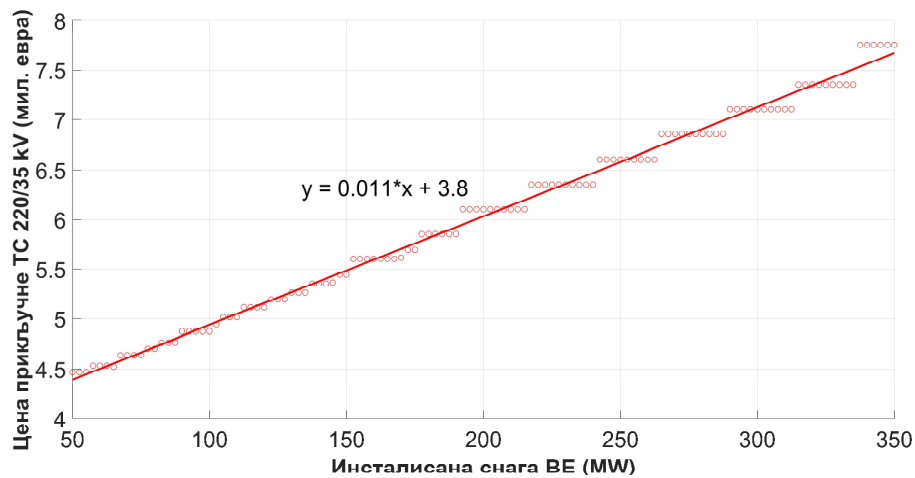
Таб. 7.2: Трошкови елемената ТС-е

Опис	Варијанта 1 ТС 110/35 kV (k€)	Варијанта 2 ТС 220/35 kV (k€)	Варијанта 3 ТС 400/35 kV (k€)
Опрема ВН разводног постројења, грађевински радови (темељи, носачи апарата, кабловски канали, приступни путеви итд.), систем уземљења, металне структуре	1.182,5	1.662,5	3.232
Постројење 35 kV за унутрашњу монтажу и опрема у постројењу	785	835	915
SCADA и комуникациона опрема	130	150	160
Командне зграде и опрема система заштите и управљања	576	616	616
Пројектовање, консалтинг, студије	210	290	360
Укупни трошкови	2.883,5	3.553,5	5.283

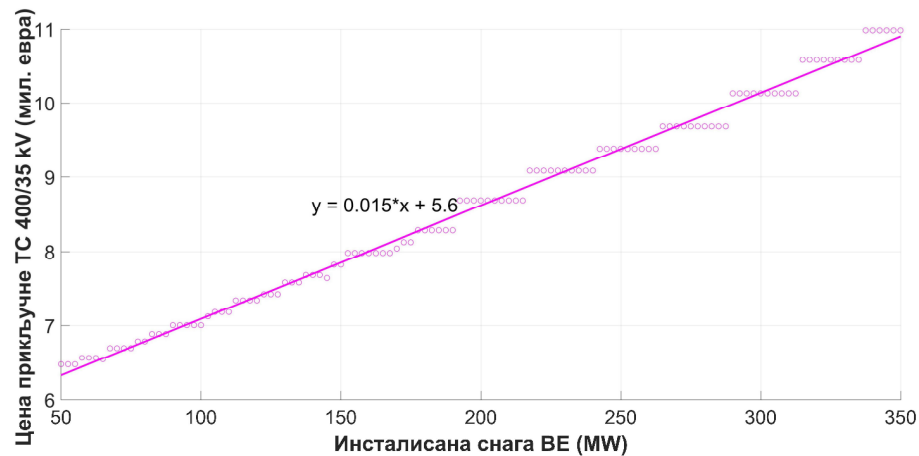
На основу трошкова приказаних у таб. 7.1 и 7.2 и развијеног математичког модела, извршен је прорачун трошкова ТС-е за различите инсталисане снаге и различите напонске нивое преносне мреже. На сл. 7.7 приказани су дијаграми зависности цене прикључне ТС-е  $K_{SS}$  у функцији инсталисане снаге ветроелектране.



a)



b)



ц)

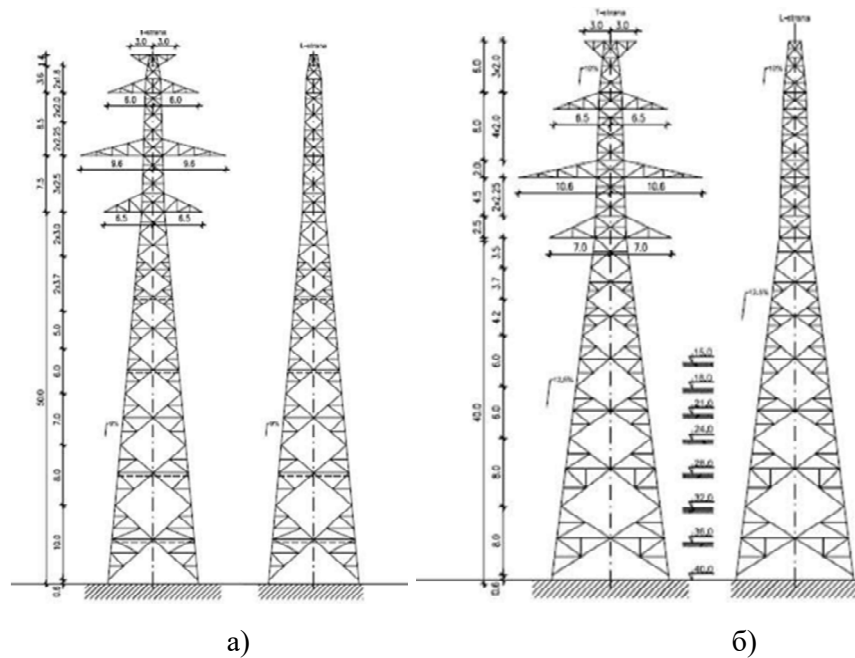
Сл. 7.7: Цена прикључне ТС-е  $K_{SS}$  за а) ТС 110/35 kV б) ТС 220/35 kV ц) ТС 400/35 kV у функцији називне снаге ветроелектране

Са графика на сл. 7.7а се може закључити да цена прикључне ТС-е  $K_{SS}$  значајно варира за снаге преко 100 MW, што је последица коришћења већег броја трансформатора у случају прикључења на 110 kV мрежу. Повећањем броја трансформатора повећава се цена постројења и узурпирана површина, али се повећава и поузданост постројења и обезбеђује

сигурнији пласман електричне енергије у ЕЕС. Применом методе најмањих квадрата добијене су једначине линеарних апроксимација на основу којих се може израчунати цена прикључне ТС-е за различите инсталисане снаге ветроелектране.

### 7.7.3. Компаративна анализа трошкова прикључног далековода

Прикључење ветроелектране на преносну мрежу се обично врши по принципу улаз-излаз како би се задовољио принцип сигурности ( $n-1$ ). Овакав прикључак се обично врши изградњом двосистемског далековода од главне ТС-е до прикључне тачке на постојећем далеководу. За сва три анализирана напонска нивоа предвиђени су двоструки далеководи са проводницима типа А1/Ѕе пресека  $490/65 \text{ mm}^2$ , са два ужета по фази за напонски ниво 400 kV, и једним за напонске нивое 110 kV и 220 kV. Претпостављено је да су коришћени стубови типа буре (сл.7.8).



Сл. 7.8: Стубови типа буре а) носећи б) угаоно затезни [177]

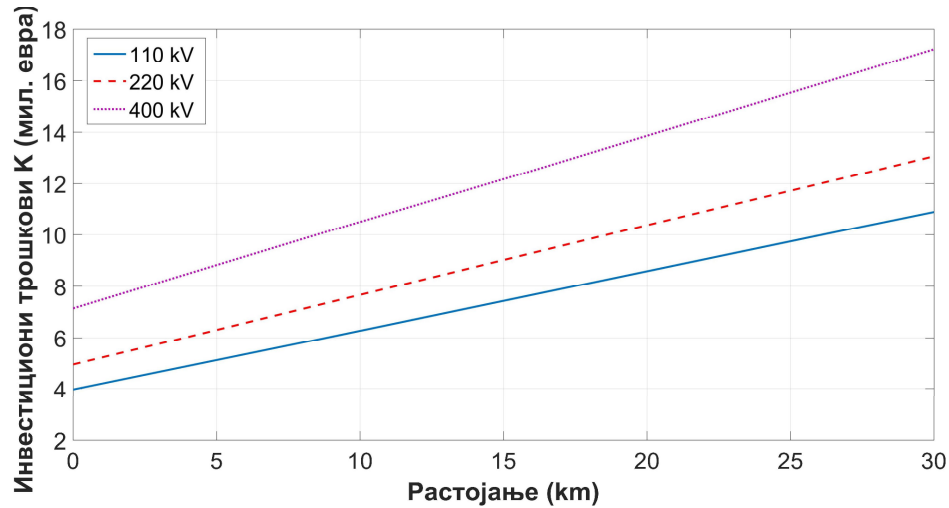
Јединичне цене далековода  $C_{TL}$  коришћене у анализама су дате у таб. 7.3.

Таб. 7.3: Трошкови далековода по јединици дужине

Опис	110 kV двоструки ДВ	220 kV двоструки ДВ	400 kV двоструки ДВ
$C_{TL}$ (€/km)	230.000	270.000	335.000

Прибављање земљишта за далековод спроводи се искључиво за стубна места далековода. Анализе су рађене под претпоставком да су димензије парцеле стуба далековода  $8 \times 8 \text{ m}$  за 110 kV напонски ниво,  $12 \times 12 \text{ m}$  за 220 kV напонски ниво и  $20 \times 20 \text{ m}$  за 400 kV напонски ниво. Такође, претпостављено је да цена откупа земљишта за стубна места далековода  $C_T$  износи 150 €/стубном месту, 300 €/стубном месту и 600 €/стубном месту, респективно. Укупан број планираних стубова одређен је уз претпоставку да дужина распона далековода  $a$  износи 200 m за 110 kV, 280 m за 220 kV и 360 m за 400 kV. Дужина распона је претпостављена према искуствима из ЕЕС-а Србије на теренима сличним терену који је анализиран у овом тест примеру. Претпостављене су идентичне карактеристике терена за прикључење на свим напонским нивоима. Претпостављено је да цена откупа земљишта за трансформаторску станицу износи  $C_{SS} = 200 \text{ €/ar}$ .

На сл. 7.9 су приказани укупни инвестициони трошкови прикључења ветроелектране  $K$  у функцији удаљености од прикључне тачке, за различите напонске нивое преносне мреже.



Сл. 7.9: Укупни инвестициони трошкови  $K$  у функцији растојања од прикључне тачке за ветроелектрану снаге 100 MW

Трошкови одржавања трасе далековода  $E_1$  зависе од типа земљишта, тако да се у општем случају специфични трошкови одржавања трасе далековода могу разликовати за различите напонске нивое, односно терене преко којих прелази прикључни далековод. Претпостављено је да годишњи трошкови одржавања земљишта износе  $0,6 \text{ €/m}^2$  за терен без дрвећа,  $0,80 \text{ €/m}^2$  за земљиште са малом количином дрвећа и  $1,7 \text{ €/m}^2$  за густу шуму. Терен анализиран у раду је хомоген и углавном сличних карактеристика на све три потенцијалне трасе (пољопривредно земљиште на којем се узгајају ниске пољопривредне културе), стога је усвојена вредност  $0,6 \text{ €/m}^2$ .



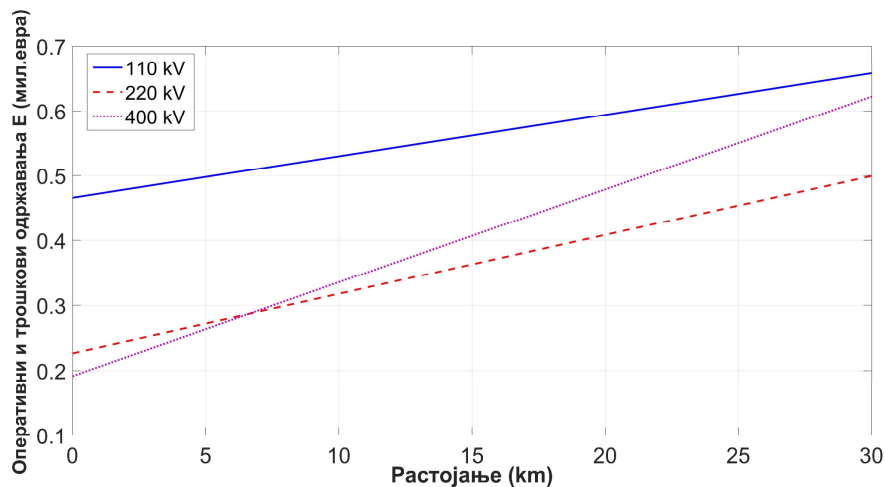
Сл. 7.10: Карактеристичан терен на локацији ветроелектране

Претпостављено је да годишњи трошкови одржавања трансформаторске станице  $E_{SS}$  износе 2% инвестиционих трошкова  $K_{SS}$ , док трошкови одржавања далековода  $E_{TL}$  износе 0.7% инвестиционих трошкова  $K_{TL}$ , по km на годишњем нивоу. Прорачуни су урађени под претпоставком да губици услед нерасположивости мреже износе  $ENS=0,2\%$  за 400 kV мрежу,  $ENS=0,5\%$  за 220 kV мрежу и  $ENS=1,5\%$  за 110 kV мрежу. За фактор капацитета ветроелектране  $C_F$  усвојена је вредност 32%. Претпостављено је да цена неиспоручене електричне енергије  $C_E$  одговара актуелној загарантованој цени производње



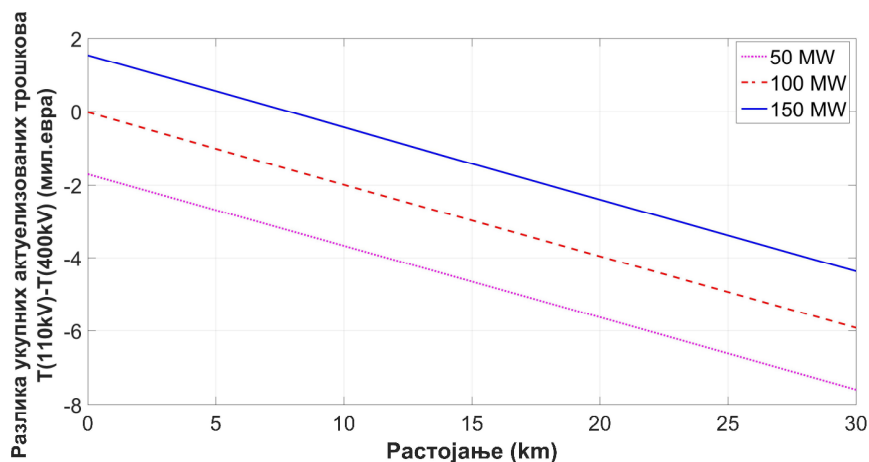
електричне енергије из ветроелектрана, која је за анализирану ветроелектрану уговорена на вредност 92 €/MWh.

На сл. 7.11 су приказани годишњи оперативни и трошкови одржавања  $E$  у функцији растојања од прикључне тачке, за различите напонске нивое прикључне тачке. С обзиром да 400 kV мрежа има највећу расположивост, она обезбеђује најмање губитке услед неиспоручене електричне енергије, док су највећи губици у 110 kV мрежи. У наведеном примеру 110 kV вод је радијалан, тако да је нерасположивост 110 kV далековода значајно већа од нерасположивости 220 kV и 400 kV далековода који су двострано напајани. Са повећањем растојања од тачке прикључења, трошкови одржавања прикључног далековода вишег напонског нивоа су већи.



Сл. 7.11: Оперативни и трошкови одржавања  $E$  у функцији растојања од прикључне тачке за ветроелектрану снаге 100 MW

Сл. 7.12 приказује разлику укупних актуализованих трошкова у случају прикључења ветроелектране на мрежу напонских нивоа 110 kV и 400 kV, у функцији растојања ветроелектране од потенцијалне прикључне тачке, за различите инсталисане снаге ветроелектране.



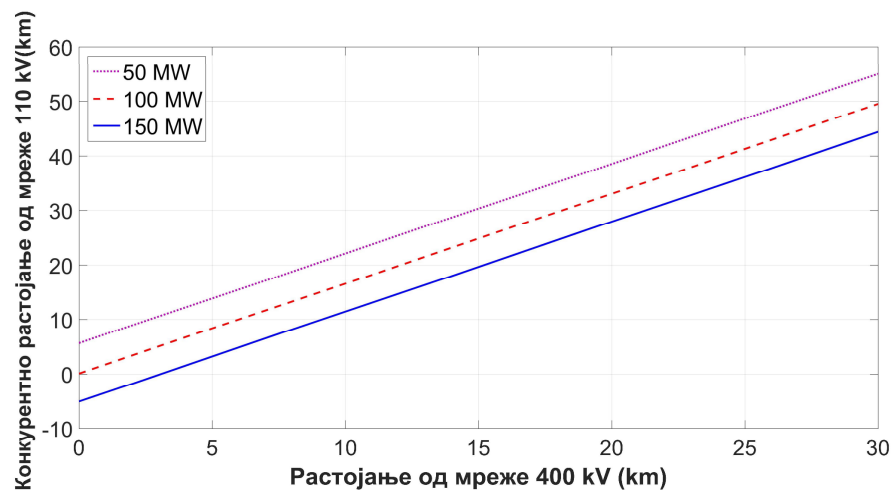
Сл. 7.12: Разлика укупних актуелизованих трошкова  $T(110\text{ kV})$  и  $T(400\text{ kV})$  у функцији растојања од прикључне тачке

Са повећањем снаге ветроелектране, разлика у инвестиционим трошковима се смањује, док се разлика у оперативним и трошковима одржавања повећава, јер су губици у 110 kV мрежи значајно већи од губитака у 400 kV мрежи, па се повећава и разлика у укупним актуализованим трошковима прикључења. Са повећавањем удаљености од прикључне тачке,

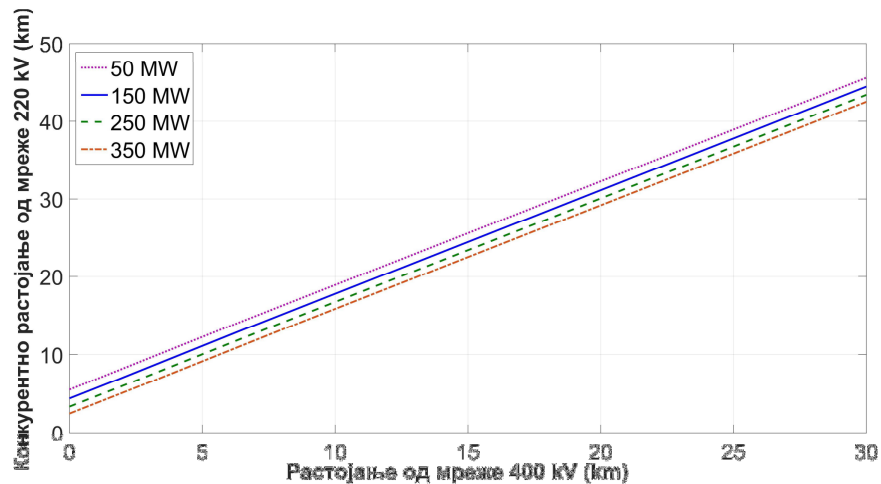
укупни трошкови далековода 400 kV расту брже од укупних трошкова далековода 110 kV, стога се разлика укупних актуализованих трошкова прикључења смањује.

### 7.8. Прорачун услова конкурентности прикључења ветроелектране на различите напонске нивое

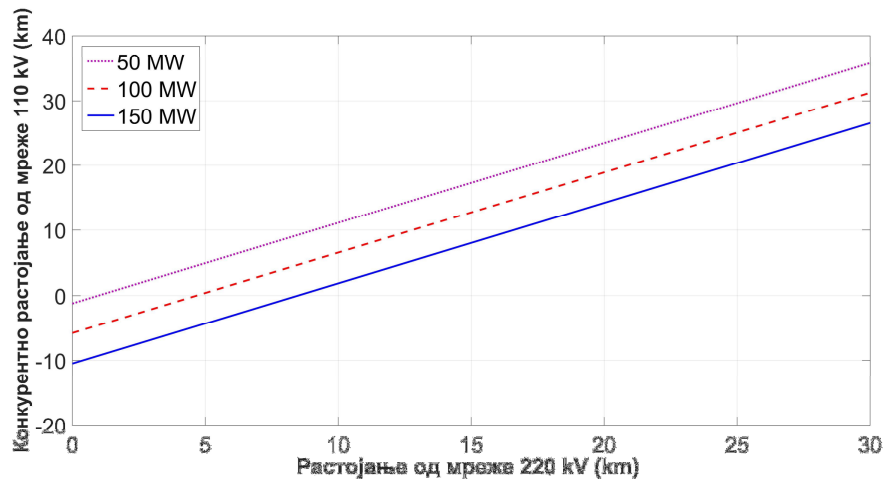
На основу прорачунатих укупних актуелизованих трошкова прикључења ветроелектране на преносну мрежу одређеног напонског нивоа, могу се добити дијаграми конкурентних удаљености потенцијалних тачака прикључења, за која су трошкови прикључења једнаки. На сл. 7.13-7.15 су приказани дијаграми конкурентних удаљености за карактеристичне снаге ветроелектране прикључене на преносну мрежу различитог напонског нивоа. Инсталирана снага ветроелектране је варирана у опсегу од 50 MW до 150 MW, у случају прикључења ветроелектране на преносну мрежу напонског нивоа 110 kV, односно у опсегу од 50 MW до 350 MW у случају прикључења на преносну мрежу напонског нивоа 220 kV и 400 kV.



Сл. 7.13: Линије граница конкурентних удаљености PCC 400 kV и PCC 110 kV за различите снаге ветроелектране



Сл. 7.14: Линије граница конкурентних удаљености PCC 400 kV и PCC 220 kV за различите снаге ветроелектране



Сл. 7.15: Линије граница конкурентних удаљености ПСС 220 kV и ПСС 110 kV за различите снаге ветроелектране

У свим тачкама на правим (сл. 7.13-7.15) су цене прикључења ветроелектране одређене инсталисане снаге, на мрежу различитих напонских нивоа, једнаке. На сл. 7.13 приказана су конкурентна растојања за случај прикључења ветроелектране на мрежу напонског нивоа 400 kV и 110 kV. У свим тачкама испод правих је економски исплативије прикључење ветроелектране одређене инсталисане снаге на преносну мрежу напонског нивоа 400 kV, док је у тачкама изнад правих економски исплативије прикључење на мрежу 110 kV. На сл. 7.14 приказане су линије конкурентних удаљености за случај прикључења ветроелектране на мрежу напонског нивоа 400 kV и 220 kV, а на сл. 7.15 за случај прикључења ветроелектране на мрежу напонског нивоа 220 kV и 110 kV. Са графика се може одредити најповољнији прикључак, као и критична растојања од преносне мреже различитих напонских нивоа, за произвољну позицију ветроелектране у односу на далековде. У анализираном примеру ветроелектране Чибук 1, чија је инсталисана снага 157 MW, предвиђено је прикључење на 400 kV далековод. Овај далековод је удаљен 8,75 km од трансформаторске станице ветроелектране Чибук 1, док је конкурентни далековод 220 kV удаљен 17,71 km. Са графика на сл. 7.14 може се уочити да је за растојање 8,75 km од далековода 400 kV, конкурентно растојање од далековода 220 kV приближно 17 km. У конкретном случају, актуелизовани трошкови прикључења ветроелектране Чибук 1 на мрежу напонског нивоа 220 kV и 400 kV су приближно једнаки.

## 7.9. Закључна разматрања

У овом поглављу је приказан и демонстриран практичан математички модел за избор оптималне тачке прикључења ветроелектрана великих снага на преносни систем. За разлику од модела предложених у постојећој литератури, представљени математички модел узима у обзир трошкове прикључења ветроелектране у конкурентним прикључним тачкама. Одабир оптималне тачке прикључења обезбеђује оптималан баланс инвестиционих и оперативних трошкова и тиме смањује трошкове власнику ветроелектране и помаже ОПС-у да одржи трошкове одржавања што је могуће мањим. Улазни параметар за избор оптималне тачке прикључења је растојање преносне мреже одређеног напонског нивоа од ТС-е.

Предложени модел је илустрован на примеру реалне ветроелектране лоциране у региону Баната. Извршене су компаративне анализе трошкова прикључења за ветроелектрану реализовану са различитим бројем ветроагрегата. На основу резултата добијени су дијаграми конкурентних удаљености за ветроелектрану одређене снаге прикључену на преносну мрежу различитих напонских нивоа, за које су трошкови прикључења једнаки.

Графици на сл. 7.13-7.15 имају практичан значај приликом разматрања напонског нивоа на који ће бити прикључена ветроелектрана, јер је довољно познавати само удаљеност постојеће мреже одређеног напонског нивоа од ТС-е. Овакви дијаграми могу помоћи инвеститорима и ОПС-у приликом одабира оптималне тачке прикључења за произвољну позицију ветроелектране у односу на преносну мрежу. Анализе су урађене под претпоставком да је цена узурпације земљишта иста за прикључење на свим напонским нивоима. У пракси се може десити да специфични трошкови узурпације земљишта (трошкови по јединици површине) нису исти за све коридоре, па је потребно и овај ефекат уважити сходно релацији (7.3).

## 8. ЕКСПЕРИМЕНТАЛНО МОДЕЛОВАЊЕ И АНАЛИЗА ПАРАМЕТАРА ТЕМЕЉНОГ УЗЕМЉИВАЧА ВЕТРОАГРЕГАТА

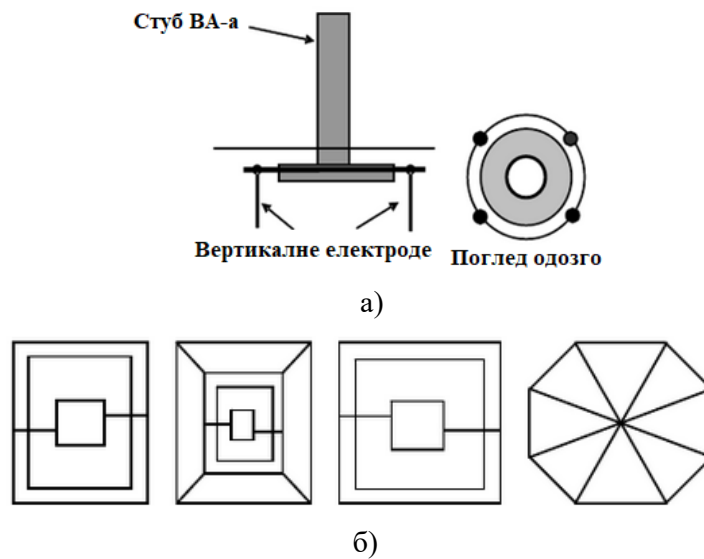
### 8.1. Увод

Уземљивач је битан део сваког електроенергетског објекта. У функционалном смислу разликујемо заштитно и радно уземљење. Заштитно уземљење има задатак да спроведе струје грома у земљу, а да се при том не јаве превисоки напони који би могли угрозити опрему и људе. Такође, при кратким спојевима са уземљеним деловима, улога заштитног уземљења је да струје квара спроведе у земљу, а да се притом не јаве превисоки напони додира и корака. Из тог разлога сви метални делови постројења који у нормалном погону нису под напоном, али услед квара или удара грома могу доћи под напон, морају се спојити на уземљивач, односно уземљити. Радно уземљење има задатак да фиксира потенцијал појединих тачака у систему, као што су звездишта трансформатора, хладни крајеви напонских трансформатора и одводника пренапона. У физичком смислу, уземљивач објекта представља систем металних електрода положених у земљу који успоставља електричну проводну везу штићеног објекта и земље. Овакав систем чине проводници у непосредном контакту са земљом, или у случају темељног уземљивача проводници у бетону, који је у непосредном контакту са земљом.

У погледу уземљења, ветроагрегат је специфичан објекат пре свега због масивног армираног бетонског темеља. Код ветроагрегата већих снага темељ може имати запремину и преко 300 m<sup>3</sup>, чија маса може бити и преко 1000 t. С обзиром на велику запремину и количину гвожђа, овакав темељ представља битан део уземљивачког система ветроагрегата као темељни уземљивач. Уземљивачки систем ветроелектране се реализује као здружени уземљивач међусобно повезаних темељних уземљивача ветроагрегата и уземљивача ТС-е. Темелјни уземљивач ветроагрегата формирају бакарни проводници распоређени у одговарајућу конфигурацију, који се спајају са челичном арматуром у темељу и заливају бетоном. Различити произвођачи користе различите геометрије уземљивача ветроагрегата. У радовима [178], [179] анализирани су могуће конфигурације система уземљења ветроагрегата. Ефекат додавања електрода у циљу успостављања оптималне конфигурације темељног уземљивача ветроагрегата анализиран је у [180]. Отпорност распростирања уземљивача је одређена у [181] разматрајући конфигурације реализоване са различитим бројем хоризонталних елемената. Међутим, недостатак развијених модела је што занемарују структуру темељног уземљивача ветроагрегата, односно разматрају систем уземљења ветроагрегата као скуп једноставних хоризонталних и вертикалних електрода распоређених у прстенасту, квадратну, или конфигурацију звезде (сл. 8.1), док је ефекат арматуре и бетона занемарен.

Отпор темељног уземљивача се састоји од отпора бетона и отпора земље која окружује бетонски темељ. Како је бетон у директном контакту са тлом, отпор бетона у великој мери зависи од карактеристика тла. Отпорност тла обично варира за различите слојеве тла. У раду [179] димензионисан је систем уземљења ветроагрегата са аспекта дозвољених напона додира и корака, при чему је коришћен двослојни модел тла. У раду [182] анализиран је систем уземљења ветроагрегата са аспекта отпора распростирања, расподеле потенцијала и напона корака, коришћењем вишеслојног модела тла. Поред састава тла, велики утицај на специфични отпор тла има и садржај воде у њему. Наиме, вода која је присутна у земљи у различитим количинама продире у бетон и мења његову проводност. У зависности од количине воде, отпор бетона варира у одређеним границама. Са променом садржаја воде, мења се и специфични отпор тла, обрнуто пропорционално количини воде у њему [183]. С обзиром на хидроскопност бетона, садржај воде у бетону и околном тлу генерално није исти, што битно утиче на сложеност анализа електричних карактеристика темељног уземљивача ветроагрегата. Степен влажности бетона битно утиче на отпор одвођењу струја

са арматуре бетона, док влажност околног земљишта битно утиче на отпор одвођења струје са површине бетонског темеља.



Сл. 8.1: Конфигурације уземљивача ветроагрегата а) типична прстенаста конфигурација  
б) квадратна и конфигурације звезде [179]

Веома је тешко направити математички модел темељног уземљивача ветроагрегата, који би узео у обзир све наведене параметре који утичу на димензионисање уземљивача. Уземљивач се димензионише тако да се постигну повољне вредности отпорности распрострања уземљивача и одговарајућих напона додира и корака. Захтевана вредност отпора распрострања уземљења ветроагрегата који је неопходно постићи пре повезивања других система мора бити мања од  $10 \Omega$  [65]. Напони додира и корака морају бити мањи од максимално дозвољених вредности [184].

Циљ овог поглавља је да представи експериментални приступ у анализи карактеристика темељног уземљивача ветроагрегата. Основна идеја је да се направи физички модел темељног уземљивача који је геометријски сличан са стварним уземљивачем. На експерименталном моделу се могу извршити анализе утицаја различитих параметара на карактеристике уземљивача, као што су отпор распрострања земље у којој је изграђен темељ, или влажност бетона. Поред отпора распрострања могу се извршити и мерења потенцијалне разлике додира и корака изнад, и у околини темеља. На основу резултата мерења на физичком моделу, могу се донети одговарајући закључци за реални темељни уземљивач ветроагрегата.

## 8.2. Основне карактеристике уземљивача ветроагрегата

Саставни елементи отпора уземљења су:

- отпор земљоводног проводника,
- отпор уземљивача,
- прелазни отпор између уземљивача и земље,
- отпор распрострања струје кроз земљу.

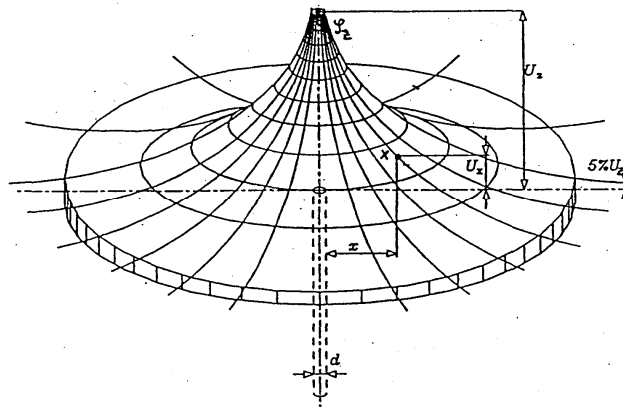
Вредности отпора земљоводног проводника и уземљивача су јако мале па се у прорачунима често занемарују, док преостала два отпора чине величину које се назива отпорност распрострања уземљивача. С обзиром да отпорност распрострања уземљивача представља отпор земље између уземљивача и референтне земље, она је одређена специфичним отпором тла. Специфична електрична отпорност тла представља променљиву

величину како у простору, тако и у времену. Стога је за исправно димензионисање уземљивача ветроагрегата неопходно добро познавати карактеристике тла. Специфични отпор тла доминантно зависи од врсте тла. Вредности специфичног отпора за неколико дефинисаних типова тла дате су у таб. 8.1.

Таб. 8.1: Типичне вредности специфичног отпора за неколико дефинисаних типова тла

Врста тла	$\rho$ ( $\Omega\text{m}$ )
Мочвара	5 до 40
Глина, иловача, хумус	20 до 200
Влажни песак	200
Влажни шљунак	500
Суви песак	200 до 2500
Суви шљунак	2000 до 3000
Каменито тло	Већином испод 2000
Гранит	до 50000
Наплавина шљунка	до 30000

Одвођењем струје са уземљивача у околну земљу, јављају се одговарајуће разлике потенцијала на површини тла. Уземљивач и земља која га окружује долазе на одређени потенцијал, који се смањује са удаљавањем од уземљивача. У случају штапног уземљивача, расподела потенцијала на површини тла има облик левка, па се назива и напонски левак уземљивача (сл. 8.2). Крива расподеле потенцијала приказује потенцијал на површини тла у функцији удаљености од уземљивача. Крива расподеле потенцијала је мање стрма за уземљивач који је укопан на већој дубини.



Сл. 8.2: Зависност потенцијала од удаљености од штапног уземљивача, напонски левак уземљивача

Потенцијална разлика додира је највећа потенцијална разлика која се може успоставити између уземљених делова тј. тачке додира и тачака на површини тла које се налазе на растојању 1m од изложених електропроводних делова галвански повезаних са уземљивачем, а која се може премостити додиром. Потенцијална разлика додира се може одредити на основу следеће релације:

$$E_d = V_{uz} - V_{tla\ min} \quad (8.1)$$

Где је:

$V_{uz}$  – потенцијал на који долази уземљени објекат при одвођењу струје квара,

$V_{tla\ min}$  – минимални потенцијал тачке на површини тла, на растојању 1 m од објекта.

Релација (8.1) се често у пракси поједностављује, па се потенцијална разлика додира одређује на основу релације:

$$E_m = V_{uz} - V_{min} \quad (8.2)$$

Где је:

$V_{min}$  – минималан потенцијал на површини тла изнад уземљивача.

Потенцијална разлика корака је највећа потенцијална разлика између две тачке на површини тла међусобно удаљене 1 m, а која се може премостити кораком. Потенцијална разлика корака се може одредити на основу следеће релације:

$$E_k = V_{tla}^a - V_{tla}^b \quad (8.3)$$

Дозвољени напони додира и корака према [184] могу се одредити коришћењем следећих релација:

$$U_d = \frac{1000 + 1,5 \cdot C \cdot \rho_p}{\sqrt{t_s}} \cdot K_\epsilon \quad (8.4)$$

$$U_k = \frac{1000 + 6 \cdot C \cdot \rho_p}{\sqrt{t_s}} \cdot K_\epsilon \quad (8.5)$$

При чему је:

$$C = 1 - 0,106 \frac{1 - \rho_1}{2h_s + 0,106} \quad (8.6)$$

$$K_\epsilon = \frac{2,05G_\epsilon + 13,5}{1000} \quad (8.7)$$

Где су:

$C$  - редуковани фактор,

$K_\epsilon$  - фактор тежине човека,

$G_\epsilon$  - тежина човека,

$\rho_p$  - специфична електрична отпорност површинског слоја тла,

$\rho_1$  - специфична електрична отпорност на дубини  $h$  уземљивача,

$h_s$  - дубина површинског слоја тла у постројењу,

$t_s$  - максимално трајање струје кратког споја.



### 8.3. Извођење темељног уземљивача ветроагрегата

Темељни уземљивачи представљају јако популарно решење за реализацију уземљења објеката који имају укопане бетонске конструкционе елементе [183]. На тај начин грађевински елемент добија додатну улогу, а уземљивачи у темељима не захтевају слободан простор. Бетон има добре и постојане карактеристике са аспекта електричне проводности, па су елементи у бетону добро заштићени од корозије и животни век темељног уземљивача је практично неограничен. Темељни уземљивачи су мање подложни атмосферским утицајима и температурним варијацијама. Како темељни уземљивачи најчешће задовољавају критеријум дозвољене вредности отпорности уземљења, на објектима су јако ретко потребна додатна уземљења. Са аспекта расподеле потенцијала на површини тла препоручује се повезивање уземљивача у темељу са челичном арматуром у бетону, уз међусобно спајање на што више места. Темељни уземљивач у том случају представља главни уземљивач, а челична арматура помоћни уземљивач. Извођењем темељног уземљивача на овај начин постижу се значајно ниже вредности отпора уземљења.

Темељни уземљивач ветроагрегата изводи се полагањем уземљивача у бетонски темељ лоциран под површином земље, у облику затворених контура (прстенова). На сл. 8.3 приказан је основни принцип извођења темељног уземљивача ветроагрегата. Уземљивач ветроагрегата чине један или више унутрашњих прстенова који су заливени бетоном и галвански спојени са спољашњим прстеном постављеним око темеља ветроагрегата.



*Легенда: 1-еквипотенцијална сабирница за уземљење, 2-проводник од нерђајућег челика, 3-прикључак за уземљење од нерђајућег челика, 4- укрсни елемент од нерђајућег челика, 5-трака 30 мм x 3.5 мм, 6-У стезаљка, 7-стезаљка.*

Сл. 8.3: Темељни уземљивач ветроагрегата [185]

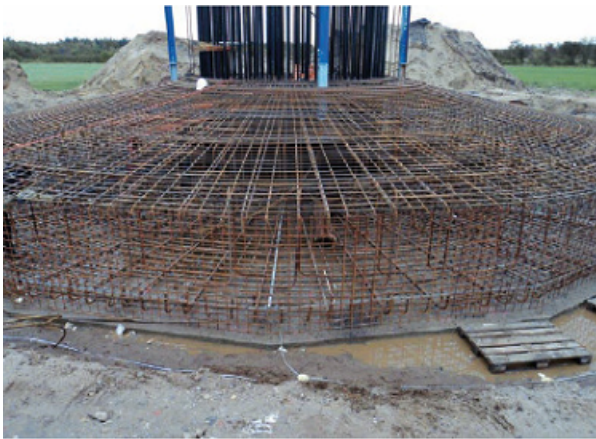
Постоји неколико различитих типова темеља ВГ-а. Тип темеља је одређен специфичним оптерећењем ветроагрегата и геотехничким условима тла. Геометрија и величина темеља ветроагрегата дизајнирају се тако да се минимизирају трошкови, уз одржавање стабилности структуре током животног века ветроагрегата. Типично, ветроагрегати су постављени на осмоугаоним темељима (сл. 8.4а). Геометрија осмоугаоне основе омогућава да подржи оптерећења услед ветра из свих праваца. Овај тип темеља преноси вертикално и хоризонтално оптерећење кроз темељ до тла. Осмоугаона основа састоји се од армираног бетона и челичне арматуре.

На сл. 8.4 приказан је пример извођења уземљивача ветроагрегата. Унутрашњи прстен за уземљење је изведен поцинкованом челичном траком, док је спољашњи прстен за уземљење изведен челичним проводником округлог попречног пресека (сл. 8.4 б). Спољашњи прстен је постављен на удаљености 1m од спољне ивице темеља (сл. 8.4 ц).

Поцинкована челична трака је причвршћена за арматуру на размацима од 2 m (сл. 8.4 д).

#### 8.4. Лабораторијски модел уземљивача

Модел темељног уземљивача формиран је умањивањем димензија реалног уземљивача 100 пута. Димензије темеља реалног ветроагрегата SWT 3,6 MW 130 m приказане су на сл. 8.5, док је на сл. 8.6 и 8.7 приказан умањен модел темеља пре и након заливања бетоном. Анализе су спроведене на два идентична модела уземљивача, ради анализе утицаја влаге на карактеристике уземљивача.



а)



б)

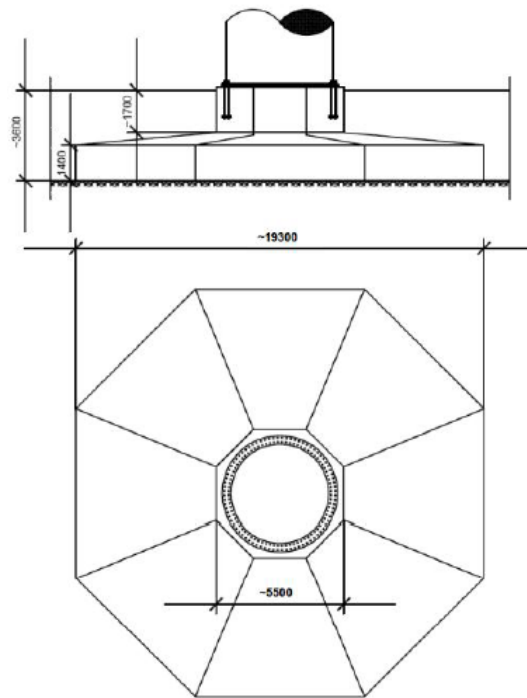


ц)

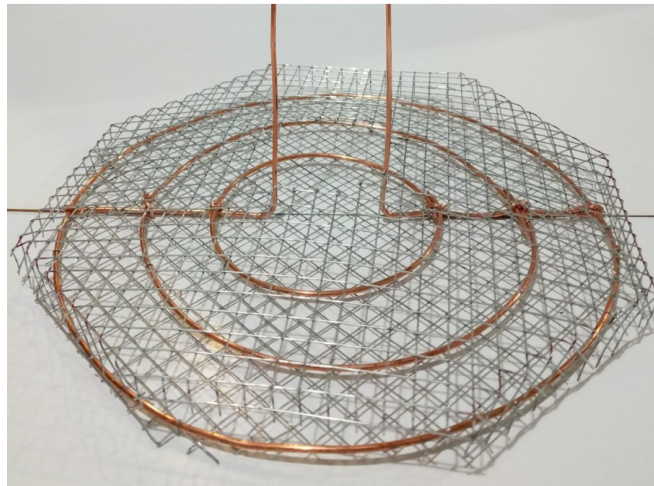


д)

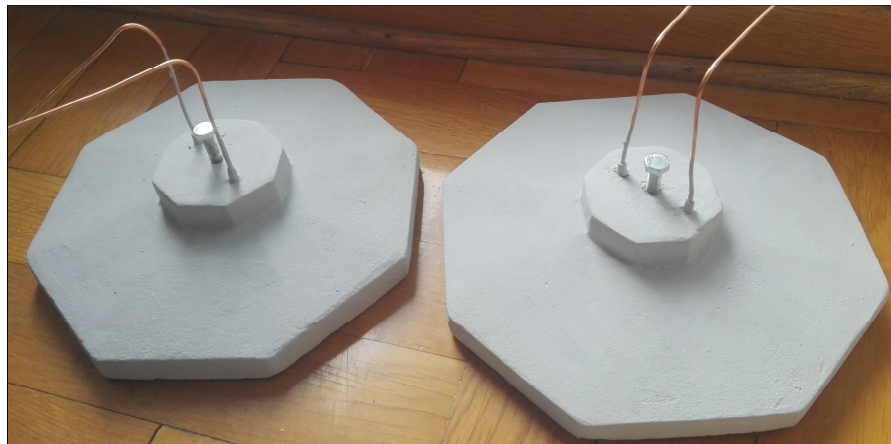
Сл. 8.4: Детаљи извођења темељног уземљивача ветроагрегата [185]



Сл. 8.5: Темел ветроагрегата SWT 3.6 MW 130 m [186]



Сл. 8.6: Модел темелног уземљивача ветроагрегата



Сл. 8.7: Темел ветроагрегата

## 8.5. Опис мерног система

Модел ветроагрегата са одговарајућим физичким моделом темеља приказан је на сл. 8.8а, док је на сл. 8.8б модел ветроагрегата постављен у средишњи део каде са песком у који је укопан темељ.

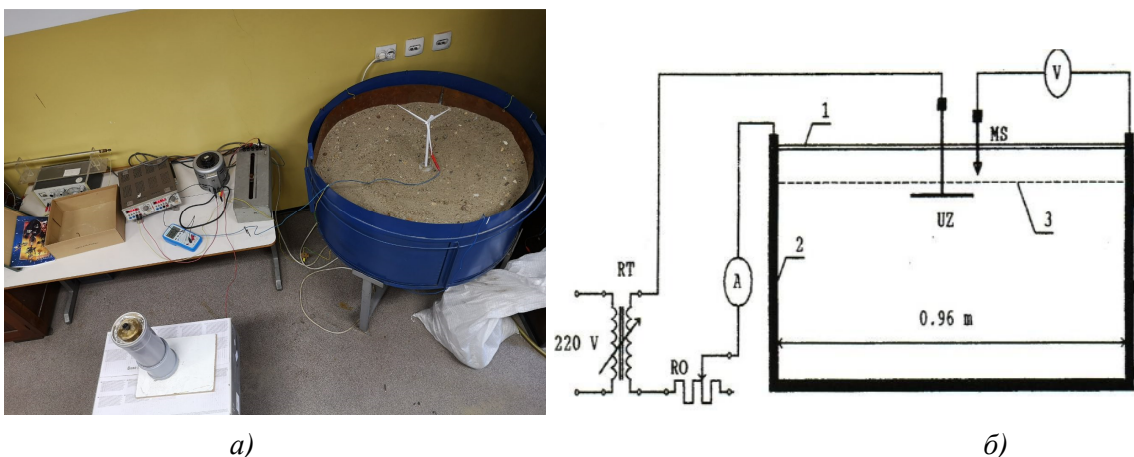


Сл. 8.8: Умањени модел ветроагрегата

Локације на којима се граде ветроелектране су веома често крашки терени састављени од каменитог и песковитог тла. У циљу симулирања реалних услова када је испуњена мешавином песка и шљунка одређене гранулације. Додавањем одређене количине воде мења се влажност тла и анализирани карактеристике уземљивача. Представљени су резултати добијени моделовањем утицаја влаге на карактеристике уземљивача.

## 8.6. Мерна апаратура

Мерење карактеристика модела у електролитској кади врши се помоћу апаратуре приказане на сл. 8.9а, чија је шема веза приказана на сл. 8.9б.



Легенда: 1-носач од плексигласа са отворима за мерну сонду, 2-дубока електролитска када, лимени (бакарни) суд, 3-ниво влажног песка, УЗ-модел уземљивача, МС-мерна сонда за мерење потенцијала, РТ-регулациони трансформатор, РО-регулациони отпорник за подешавање струје.

Сл. 8.9: Мерна апаратура

Најпре се одређује специфични отпор тла мерењем електричног отпора тла  $R_{tla}$  којом је испуњен пластична цев дужине  $l$  и пречника  $d$ , на чијим се крајевима налазе електроде (сл. 8.10). Специфични отпор је одређен релацијом:

$$\rho_{tla} = R_{tla} \frac{S}{l} = R_{tla} \frac{d^2 \pi}{4l} \quad (8.8)$$

где је:

$R_{tla}$  – отпор тла,

$S$  – попречни пресек цеви,

$d$  – пречник цеви,

$l$  – дужина цеви.

Затим се мери потенцијал модела уземљивача коришћењем мерне сонде којом се додирне модел уземљивача, а на основу вредности подешене струје одвођења и измереног потенцијала одређује се отпор распрострања модела.



Сл. 8.10: Мерење специфичног отпора тла

При спровођењу мерења у Лабораторији за високи напон на Електротехничком факултету у Београду измерени су параметри амбијента: влажност у просторији износи 47%, температура 27°C, притисак 1003 mbar.

## 8.7. Резултати анализа

### 8.7.1. 1. случај

У првом случају анализирани су карактеристике темеља ветроагрегата положеног у суво тло. Најпре је мерењем одређен специфични отпор тла у цеви  $\rho_m$ . Измерене карактеристичне величине приказане су у таб. 8.2.

Таб. 8.2: Специфични електрични отпор тла

$U$ (V)	$I$ (mA)	$l$ (m)	$d$ (m)	$\rho_m$ ( $\Omega m$ )
175	1	0,32	0,11	5194,49

При вредности напона између електрода  $U$  измерена је струја одвођења  $I$ , стога је вредност отпора којим се тло супроставља одвођењу струје:

$$R_{tla} = \frac{U}{I} = 175 \text{ k}\Omega \quad (8.9)$$

Специфична електрична отпорност тла у разматраном случају износи:

$$\rho_{tla} = R_{tla} \frac{d^2 \pi}{4l} = 175 \frac{0,11^2 \pi}{4 \cdot 0,32} = 5194,49 \Omega m \quad (8.10)$$

Разматрана су 4 различита случаја:

Случај а- сув темељ положен у суво тло,

Случај б- влажан темељ положен у суво тло и

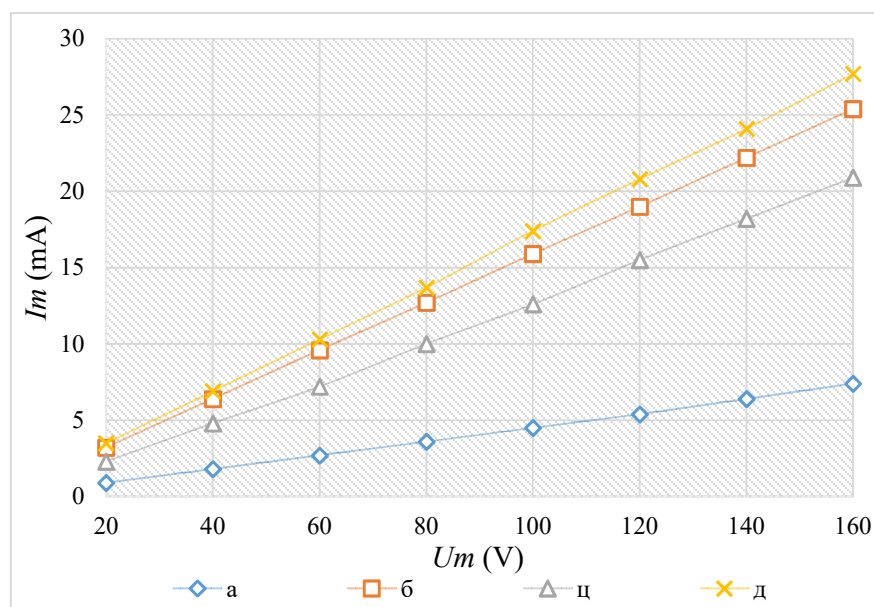
Случај ц- сув темељ обложен проводном траком (алуминијумска фолија) и положен у суво тло и

Случај д- влажан темељ обложен проводном траком (алуминијумска фолија) и положен у суво тло

Резултати снимљене  $UI$  карактеристике приказани су у таб. 8.3 и на сл. 8.11.

Таб. 8.3: Снимљена  $UI$  карактеристика за случај  $\rho_{tla} = 5194,49 \Omega m$

$Um$ (V)	Случај а		Случај б		Случај ц		Случај д	
	$Im$ (mA)	$Rm$ (k $\Omega$ )	$Im$ (mA)	$Rm$ (k $\Omega$ )	$Im$ (mA)	$Rm$ (k $\Omega$ )	$Im$ (mA)	$Rm$ (k $\Omega$ )
20	0,9	22,22	3,21	6,23	2,3	8,70	3,5	5,71
40	1,8	22,22	6,4	6,25	4,8	8,33	6,9	5,80
60	2,7	22,22	9,6	6,25	7,2	8,33	10,3	5,83
80	3,6	22,22	12,7	6,30	10	8,00	13,7	5,84
100	4,5	22,22	15,9	6,29	12,6	7,94	17,4	5,75
120	5,4	22,22	19	6,32	15,5	7,74	20,8	5,77
140	6,4	21,88	22,2	6,31	18,2	7,69	24,1	5,81
160	7,4	21,62	25,4	6,30	20,9	7,66	27,7	5,78



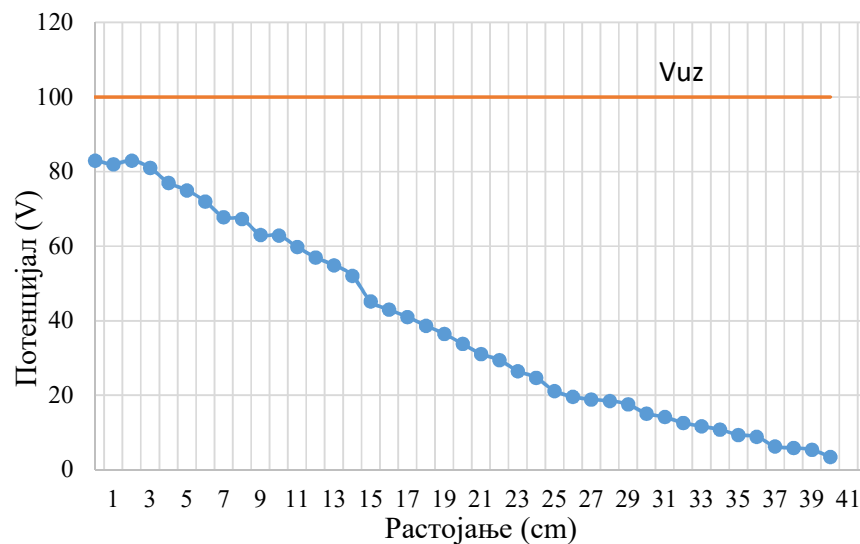
Сл. 8.11:  $UI$  карактеристика за случај  $\rho=5194,49 \Omega m$

Из резултата се види да влажан темељ пружа три пута мањи отпор одвођењу струје у тло у односу на сув темељ положен у исто тло. Код темељног уземљивача отпор распрострања је одређен отпором бетона, као и отпором слојева тла које се налази око бетонског темеља. Бетон који обавија арматуру има специфичну електричну отпорност у опсегу од 200-500  $\Omega\text{m}$ , у зависности од врсте бетона, док је измерена специфична електрична отпорност тла 5194,49  $\Omega\text{m}$ . Струја при одвођењу са уземљивача наилази на границу две средине различитих специфичних електричних отпорности, што утиче на вредност резултантног отпора распрострања уземљивача. Када је уземљивач обложен проводном фолијом, остварује се бољи контакт уземљивача и тла и повећава струја одвођења, односно смањује се отпор распрострања.

Расподела потенцијала на задатом правцу одређује се на моделу мерењем потенцијала тачака на самој површини воде помоћу мерне сонде. Мерна сонда се помера са кораком од 1 cm дуж носача од плексигласа према ознакама на носачу. Мерења је потребно извршити дуж целог носача, од једне до друге ивице суда. При том је потребно стално одржавати раније подешену вредност струје  $I_m$ . Расподела потенцијала на површини тла за уземљивач приказана је у таб. 8.4 и графику на сл. 8.12.

Таб. 8.4: Расподела потенцијала за уземљивач

$l$ (cm)	$U$ (V)	$l$ (cm)	$U$ (V)	$l$ (cm)	$U$ (V)	$l$ (cm)	$U$ (V)
0	83	11	59,8	21	31,1	31	14,2
1	82	12	57	22	29,5	32	12,6
2	83	13	54,9	23	26,5	33	11,7
3	81	14	52,1	24	24,7	34	10,8
4	77	15	45,2	25	21,2	35	9,4
5	75	16	43	26	19,6	36	8,9
6	72	17	41	27	18,9	37	6,3
7	67,8	18	38,7	28	18,5	38	5,9
8	67,3	19	36,5	29	17,6	39	5,4
9	63	20	33,8	30	15,1	40	3,5
10	62,9						



Сл. 8.12: Расподела потенцијала за уземљивач

Из добијене расподеле потенцијала затим се одређују потенцијалне разлике додира и корака за модел. Највиши напони додира би се премостили додиром металних делова на

самом рубу објекта. Потенцијална разлика корака износи 8,8 V.

### 8.7.2. 2.случај

У другом случају анализирани су карактеристике темеља ветроагрегата положеног у тло у коју је додато 25 l дестиловане воде, а затим мерењем одређен специфични електрични отпор тла  $\rho_m$ . Када је у тлу присутна вода, смањује се отпор тла и расте његова проводност. Измерене карактеристичне вредности за модел приказане су у таб. 8.5.

Таб. 8.5: Специфични електрични отпор тла

$U$ (V)	$I$ (mA)	$l$ (m)	$d$ (m)	$\rho_m$ ( $\Omega\text{m}$ )
170	5	0,32	0,11	1009,22

Резултати за разматрана 3 различита случаја:

Случај а- сув темељ положен у влажно тло,

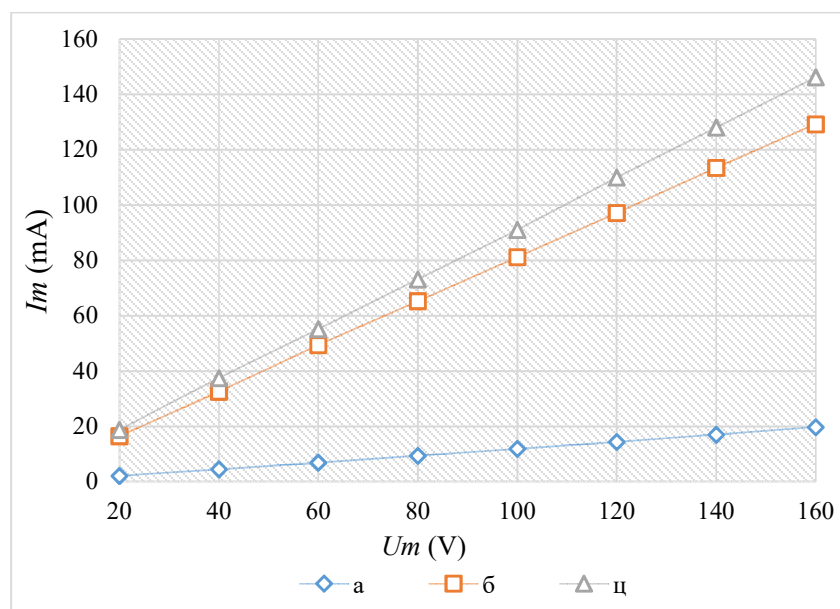
Случај б- влажан темељ положен у влажно тло и

Случај ц- влажан темељ обложен фолијом и положен у влажно тло,

приказани су у таб. 8.6 и на графику на сл. 8.13.

Таб. 8.6: Снимљена UI карактеристика за случај  $\rho=1009 \Omega\text{m}$

$U_m$ (V)	Случај а		Случај б		Случај ц	
	$I_m$ (mA)	$R_m$ (k $\Omega$ )	$I_m$ (mA)	$R_m$ (k $\Omega$ )	$I_m$ (mA)	$R_m$ (k $\Omega$ )
20	2,2	9,09	16,5	1,21	18,8	1,06
40	4,5	8,89	32,6	1,23	37,5	1,07
60	6,9	8,70	49,4	1,21	55,2	1,09
80	9,43	8,48	65,3	1,23	73,2	1,09
100	11,9	8,40	81,2	1,23	91,1	1,10
120	14,4	8,33	97,2	1,23	110	1,09
140	17,1	8,19	113,5	1,23	128,1	1,09
160	19,8	8,08	129,3	1,24	146,2	1,09



Сл. 8.13: Отпор распрострања уземљивача за случај  $\rho=1009 \Omega\text{m}$



Резултати показују да влага из тла смањује отпор распростирања уземљивача. У случају када је темељ обложен фолијом, влажна земља остварује бољи контакт са металом тј. фолијом од суве земље, чиме се отпор распростирања уземљивача додатно смањује, односно смањује се прелазни отпор између темеља и тла.

### 8.7.3. 3. случај

У трећем случају је у каду испуњену земљом додато 50 l дестиловане воде, а затим мерењем одређен специфични електрични отпор тла  $\rho_m$ . Измерене карактеристичне вредности за модел приказане су у таб. 8.7.

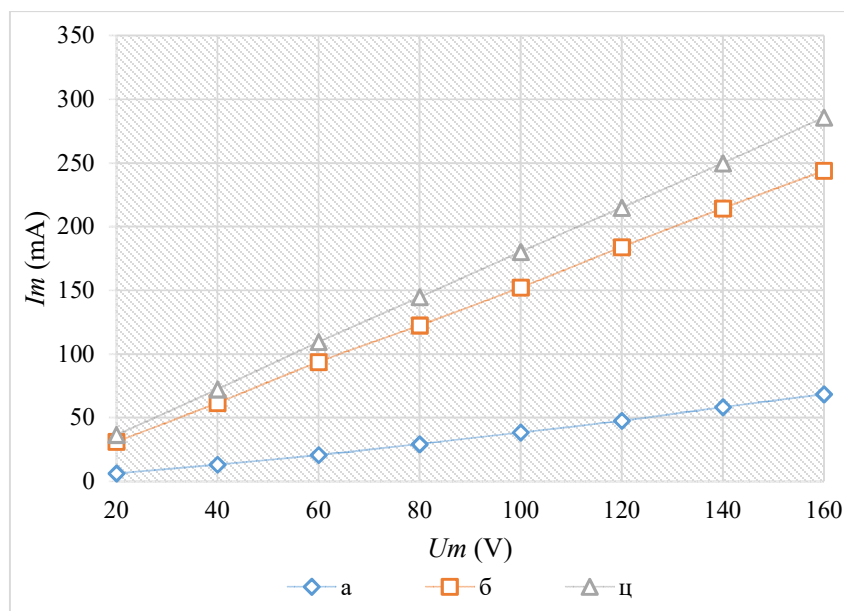
Таб. 8.7: Специфични електрични отпор тла

$U$ (V)	$I$ (mA)	$l$ (m)	$d$ (m)	$\rho_m$ ( $\Omega m$ )
170	9,5	0,32	0,11	531,17

Резултати за разматрана 3 различита случаја приказани су у таб. 8.8 и на графику на сл. 8.14. Резултати показују да влага из тла смањује додатно отпор распростирања уземљивача. Такође, у случају када је темељ обложен фолијом, додатно се смањује прелазни отпор између темеља и тла.

Таб. 8.8: Снимљена UI карактеристика за случај  $\rho_{ta} = 531,17 \Omega m$

$U_m$ (V)	Slučaj a		Slučaj б		Slučaj ц	
	$I_m$ (mA)	$R_m$ (k $\Omega$ )	$I_m$ (mA)	$R_m$ (k $\Omega$ )	$I_m$ (mA)	$R_m$ (k $\Omega$ )
20	6,3	3,17	31,2	0,64	36,5	0,55
40	13,2	3,03	61,6	0,65	72,3	0,55
60	20,7	2,90	93,8	0,64	109,5	0,55
80	29,4	2,72	122,5	0,65	144,7	0,55
100	38,4	2,60	152,3	0,66	180,3	0,55
120	47,6	2,52	184,1	0,65	215	0,56
140	58,3	2,40	214,5	0,65	250	0,56
160	68,5	2,34	244	0,66	285,9	0,56



Сл. 8.14: Отпор распростирања уземљивача за случај  $\rho=531 \Omega m$

## 8.7.4. 4. случај

У четвртом случају је у каду испуњену земљом додато још 10 l воде, а затим мерењем одређен специфични електрични отпор тла  $\rho_m$ . Измерене карактеристичне вредности за модел приказане су у таб. 8.9.

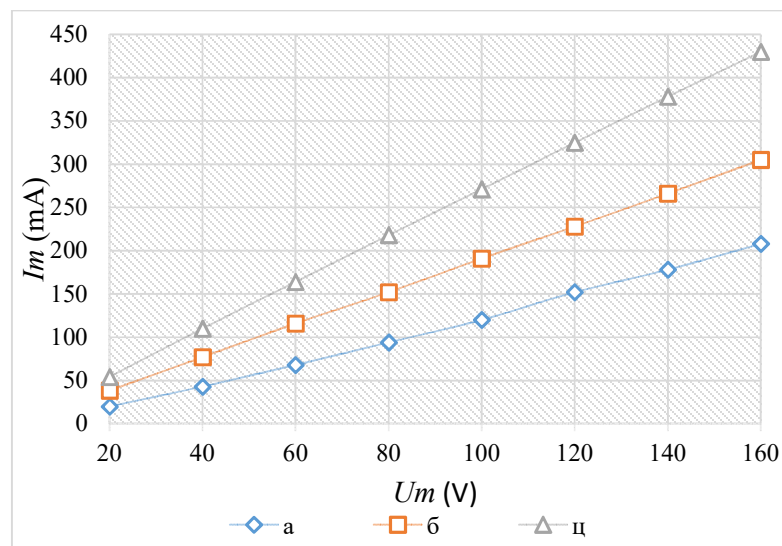
Таб. 8.9: Специфични електрични отпор тла

$U$ (V)	$I$ (mA)	$l$ (m)	$d$ (m)	$\rho_m$ ( $\Omega\text{m}$ )
172	12	0,32	0,11	425,45

Резултати за разматрана 3 различита случаја приказани су у таб. 8.10 и на графику на сл. 8.15. Додавањем воде је додатно смањена отпорност распрострања уземљивача. Када се темељ обложи фолијом и положи у тло са повећаним садржајем воде, прелазни отпор између темеља и тла се додатно смањује.

 Таб. 8.10: Снимљена UI карактеристика за случај  $\rho_{ta} = 425,45 \Omega\text{m}$ 

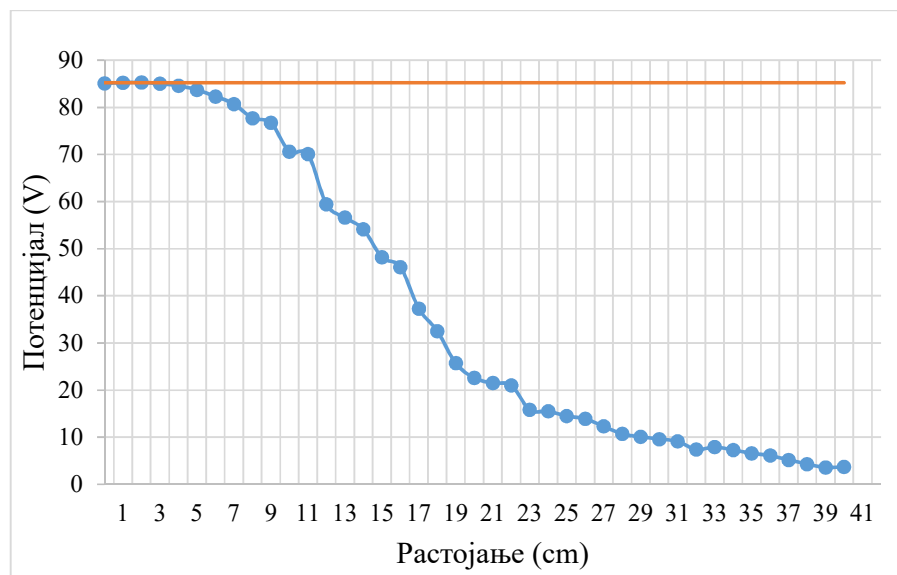
	Slučaj a		Slučaj б		Slučaj ц	
$Um$ (V)	$Im$ (mA)	$Rm$ (m)	$Im$ (mA)	$Rm$ (m)	$Im$ (mA)	$Rm$ (m)
20	20	1,00	38,3	0,52	54	0,37
40	43	0,93	77	0,52	110	0,36
60	68	0,88	116	0,52	164	0,37
80	94	0,85	152	0,53	218	0,37
100	120	0,83	191	0,52	271	0,37
120	152	0,79	228	0,53	325	0,37
140	178	0,79	266	0,53	378	0,37
160	208	0,77	305	0,52	430	0,37


 Сл. 8.15: Отпор распрострања уземљивача за случај  $\rho=425 \Omega\text{m}$ 

Расподела потенцијала на површини тла за уземљивач приказана је у таб. 8.11 и на сл. 8.16. Стрмина потенцијалне криве је већа у другом случају што изазива појаву већих напона додира и корака.

Таб. 8.11: Расподела потенцијала за уземљивач

$l$ (cm)	$U$ (V)	$l$ (cm)	$U$ (V)	$l$ (cm)	$U$ (V)	$l$ (cm)	$U$ (V)
0	85,1	11	70,1	21	21,5	31	9,1
1	85,2	12	59,4	22	21	32	7,4
2	85,3	13	56,6	23	15,8	33	7,9
3	85	14	54,1	24	15,5	34	7,3
4	84,6	15	48,2	25	14,5	35	6,6
5	83,7	16	46,1	26	13,9	36	6,1
6	82,3	17	37,3	27	12,3	37	5,2
7	80,7	18	32,5	28	10,7	38	4,3
8	77,7	19	25,7	29	10,1	39	3,6
9	76,7	20	22,6	30	9,6	40	3,7
10	70,6						



Сл. 8.16: Расподела потенцијала за уземљивач

## 8.8. Закључна разматрања

Циљ спроведених анализа је да демонстрирају експериментални начин испитивања електричних карактеристика темељног уземљивача ветроагрегата. Предложени начин омогућава сагледавање карактеристика уземљивача у различитим условима у погледу карактеристика тла, као и различитим условима у погледу влажности бетона. Код великих ветроелектрана ветроагрегати могу бити међусобно удаљени и десетак километара, тако да карактеристике земље у погледу електричних својстава се могу битно разликовати од агрегата до агрегата. Предложени модел омогућава да се сагледају електричне карактеристике уземљивача у различитим условима тла, односно за сваки ветроагрегат посебно.

Анализе у спроведеним експериментима у оквиру ове дисертације се односе за различите карактеристике тла у погледу отпора распрострањања, и за граничне случајеве влажности бетона, односно јако исушен бетон и влагом засићен бетон. Експерименти показују да влажност бетона битно утиче на отпор распрострањања темељног уземљивача ветроагрегата. Отпорност распрострањања влажног темеља положеног у суво тло је мања за 72% од отпора распрострањања сувог темеља положеног у исто тло. Влажно тло додатно засићује бетон, па се отпорност распрострањања сувог темеља смањила за 60%, 86% и 95% са додавањем 25 l, 75 l и

85 l воде, док се отпорност распостирања влажног темеља смањила за 80%, 90% и 92% са додавањем исте количине воде.

У експериментима је спроведена и анализа у којој мери темељни уземљивач има лошије карактеристике у односу на случај када би цео уземљивач био метални блок. Отпорност распостирања сувог темеља обложеног проводном траком (алуминијумска фолија) је мања за 61% у односу на отпорност распостирања истог темеља без проводне траке, док је код влажног темеља обложеног проводном траком отпорност распостирања мања за 8% у односу на отпорност распостирања истог темеља без проводне траке. Влажно тло обезбеђује бољи контакт земље са фолијом, па се отпорност распостирања влажног темеља обложеног проводном траком смањила додатно за 81%, 90% и 94% са додавањем 25 l, 75 l и 85 l воде.

Спроведене анализе и резултати могу бити основ за даља испитивања и развој математичких модела темељног уземљивача ветроагрегата.

## 9. ЗАКЉУЧАК

Предмет докторске дисертације је развој нових модела за оптимизацију елемената електроенергетске инфраструктуре ветроелектрана великих снага. Оптималан избор елемената подразумева избор најповољнијег решења којим би се обезбедили максимална производња и минимални трошкови, уз стабилан и сигуран рад система.

У поглављу 5 представљен је нови модел за оптимизацију карактеристика ветроагрегата. Генетски алгоритам је коришћен као модел за решавање оптимизационог проблема. Оптимизацијом параметара ветроагрегата обезбеђује се оптималан баланс између трошкова и годишње производње електричне енергије и тиме и максималан профит власнику ветроелектране. У циљу верификације и демонстрације развијеног модела, спроведени су прорачуни оптималних параметара ветроагрегата на локацијама са различитим условима ветра, коришћењем реалних података о брзинама ветра. Ефикасност модела је потврђена компаративном анализом резултата добијених применом различитих алгоритама.

У поглављу 6 приказан је модел за оптимизацију пресека каблова интерне кабловске мреже ветроелектране. Спроведене анализе показују оправданост коришћења економских пресека каблова, који су значајно већи од техничких, у циљу редукације губитака. Модел је демонстриран на реалном примеру ветроелектране и извршена је економска анализа исплативости решења. Предложена је нова концепција мреже која обезбеђује већу поузданост и извршена је анализа економске исплативости предложеног решења. Поред директног профита, избором оптималних пресека каблова обезбеђује се дужи животни век каблова, већа поузданост и мањи трошкови одржавања.

Нови модел за оптималан избор напонског нивоа и тачке прикључења ветроелектрана великих снага на преносну мрежу представљен је у поглављу 7. На основу развијеног математичког модела може се извршити оптималан избор напонског нивоа и тачке прикључења ветроелектране велике снаге у случају када постоје конкурентне тачке прикључења. Модел је тестиран на реалном случају прикључења ветроелектране Чибук 1. Развијени модел може представљати значајну помоћ инвеститорима и ОПС-у приликом одабира оптималне тачке прикључења, за произвољну позицију ветроелектране у односу на преносну мрежу.

У поглављу 8 представљено је практично решење за тестирање електричних карактеристика темељног уземљивача ветроагрегата, коришћењем физичког модела темељног уземљивача ветроагрегата. Извршен је прорачун карактеристичних величина уземљивача значајних за његово димензионисање, за различите услове отпорности тла и граничне вредности у погледу влажности бетона.

Значај истраживања презентованих у овом раду се огледа у развоју практичних и једноставних модела, чијом би се имплементацијом унапредили економски и технички показатељи рада ветроелектране. Генерални циљ развијених модела је смањење трошкова производње електричне енергије ветроелектрана и повећање поузданости пласмана електричне енергије у мрежу. Избор оптималне електроенергетске инфраструктуре је значајан за све учеснике у развоју пројекта ветроелектране. Предложени модели дају допринос планирању ветроелектране и представљају корак напред у погледу постизања оптималне структуре ветроелектрана великих снага.

У циљу сагледавања предности предложених модела у дисертацији, кључне карактеристике појединих делова су представљене у наставку:

1. Оптималан избор ветроагрегата

- Предложен је модел за прорачун оптималне висине стуба, пречника турбине и назначене снаге ветрогенератора при избору ветроагрегата
  - Модел омогућава ефикасну примену на локацијама са различитим условима ветра
  - Обезбеђује се оптимално искоришћење потенцијала ветра
  - Побољшавају се економски индикатори ветроелектране
  - Обезбеђује се већи профит власнику ветроелектране
2. Оптималан избор кабла у интерној кабловској мрежи ветроелектране
- Предложен је модел за прорачун оптималних пресека каблова интерне кабловске мреже ветроелектране
  - Модел омогућава примену независно од топологије интерне кабловске мреже
  - Значајно се смањују трошкови производње и повећава укупан профит током животног века ветроелектране
  - Обезбеђује се већа поузданост, ниже радне температуре каблова и дужи животног век ветроелектране
  - Предложено је решење мреже са повратним каблом и анализирана је исплативост предложеног решења
3. Оптималан избор напонског нивоа и тачке прикључења ветроагрегата великих снага на преносну мрежу
- Предложен је модел за одређивање оптималног напонског нивоа и тачке прикључења ветроелектране велике снаге на преносну мрежу
  - Модел је применљив за произвољну позицију ветроелектране у односу на преносну мрежу
  - Једноставна примена у случају када постоје конкурентне тачке прикључења
  - Предложени модел омогућава повећање ефикасности пласмана енергије, смањење негативних ефеката рада ветроелектране на преносну мрежу и минимизацију негативних ефеката изградње далековода на животној средину
4. Модел за експериментално тестирање темељног уземљивача ветроагрегата
- Развијен је физички модел темељног уземљивача ветроагрегата
  - Анализиране су карактеристике уземљивача значајне за његово димензионисање
  - Анализиран је утицај различитих услова тла на карактеристика уземљивача
  - Анализиран је утицај влажности бетона на карактеристика уземљивача

## ЛИТЕРАТУРА

- [1] [Global Wind Report 2021 | Global Wind Energy Council \(gwec.net\)](#)
- [2] [210224\\_windeurope\\_combined\\_2020\\_stats.pdf \(eestatic.com\)](#)
- [3] [Renewable Energy Capacity Statistics 2019 \(irena.org\)](#)
- [4] <https://windeurope.org/wp-content/uploads/files/about-wind/reports/Wind-energy-in-Europe-Scenarios-for-2030.pdf>
- [5] Borissova D., Mustakerov I., Optimal planning of wind farm layout and integration to electric grid infrastructure, *MAJLESI Journal of Electrical Engineering*, vol. 11, issue 3, 2017.
- [6] Lei G., Gengyin L., Ming Z., Coordinated planning of large-scale wind farm integration system and regional transmission network considering static voltage stability constraints, *Electric Power Systems Research*, vol. 136, pp. 298-308, 2016.
- [7] Santanu P., Zakir H. R., A New Bi-Level Planning Approach to Find Economic and Reliable Layout for Large-Scale Wind Farm, *IEEE Systems Journal*, vol. 13, issue 3, pp. 3080-3090, 2019.
- [8] Mengxuan S., Kai C., Jun W., A two-level approach for three-dimensional micro-siting optimization of large-scale wind farms, *Energy*, vol. 190, 2019.
- [9] Sanjeev K. A., Lalit M. S., Vijay S., Large Wind Farm Layout Optimization Using Nature Inspired Meta-Heuristic Algorithms, *IETE Journal of Research*, 2021.
- [10] Sachin K., Saket R.K., Dharmendra K. D., et al, Layout optimization algorithms and reliability assessment of wind farm for microgrid integration: A comprehensive review, *IET Renewable Power Generation*, vol. 15, pp. 2063-2084, 2121.
- [11] Juan-Andrés P., Sara L., Andrés R., et al, Reliability-based topology optimization for offshore wind farm collection system, *Wind Energy*, pp. 1–19, 2021.
- [12] Hale C., Fernando A., Kuipersa A., et al, Optimal siting and sizing of wind farms, *Renewable Energy*, vol. 101, pp. 51-58, 2017.
- [13] Sohail R., Wind Farm Layout Optimization (WindFLO) : An advanced framework for fast wind farm analysis and optimization, *Applied Energy*, vol. 269, issue 8, 2020.
- [14] Balasubramanian K., Thanikanti S. B., Subramaniam U., et al, A novel review optimization techniques used in wind farm modelling, *Renewable Energy Focus*, vol. 35, 2020.
- [15] Marco B., Maurizio F., Emilio F., et al, Techno-economic Design of Wind Farms: A Multi-scenario Cost-based Application, *Procedia Manufacturing*, vol. 39, pp. 1270-1278, 2019.
- [16] Marian D., *Wind Farms : Performance, Economic Factors and Effects on the Environment*, 2016.
- [17] Du P., Mario M., Greig S., et al, Measuring the indirect costs associated with the establishment of a wind farm: An application of the contingent valuation method, *Journal of Energy in Southern Africa*, vol. 23, 2011.
- [18] Adam C., Rafic Y., Adrian I., et al, *Wind Turbine Design: Multi-Objective Optimization*, 2016.
- [19] Zhang X., *Analysis and optimization of a novel wind turbine*, 2014.
- [20] Chen J., Wang Q., *Wind Turbine Airfoils and Blades : Optimization Design Theory*, 2013.
- [21] Clifton-Smith M., Wood D., Wright A., Optimising wind turbine design for operation in low wind speed environments, *Wind Energy Systems*, vol. 388, pp. 366-387, 2011.
- [22] Петровић, А., Ђуришић Ж., Милошевић Д.: Оптимална називна снага, пречник турбине и висина стуба ветроагрегата у региону Баната, 35. саветовање CIGRE Србија, 2021.

- [23] Sun H., Qiu C., Lu L., et al, Wind turbine power modelling and optimization using artificial neural network with wind field experimental data, *Applied Energy*, vol. 280, 2020.
- [24] Andrew P. J., Andrew N., Coupled wind turbine design and layout optimization with nonhomogeneous wind turbines, *Wind Energy Science*, vol. 4, pp. 99–114, 2019.
- [25] Kyoungboo Y., Geometry design optimization of a wind turbine blade considering effects on aerodynamic performance by linearization, *Energies*, vol. 13, issue 9, 2020.
- [26] Petrović A., Đurišić Ž., Genetic algorithm based optimized model for the selection of wind turbine for any site-specific wind conditions, *Energy*, vol. 236, issue 7, 2021.
- [27] Yu Hua W., Zhao J., Zong Q. L., et al, Wind Farm Collector System Research, *Applied Mechanics and Materials*, vol. 700, 2014.
- [28] Tengjun Z., *Optimal Planning for Wind Farm Collector System*, School of Electrical Engineering and Telecommunications, Faculty of Engineering, The University of New South Wales, 2020.
- [29] Xuan G., Stefanie K., Bikash C. P., Optimal Wind Farm Cabling, *IEEE Transactions on Sustainable Energy*, vol. 9, issue 3, 2018.
- [30] Akhilesh P. G., Apparent power loss based equivalent model of wind farm collector system, Proceedings of the National Power Systems Conference (NPSC), NIT Tiruchirappalli, India, 2018.
- [31] Zangeneh A., Optimal design of onshore wind farm collector system using particle swarm optimization and Prim's algorithm, *Revue Roumaine Des Sciences Techniques*, vol. 64, issue 4, pp. 349–356, 2020.
- [32] Alain H., Odile M., Asma M., et al, Optimizing the design of a wind farm collection network, *INFOR: Information Systems and Operational Research*, vol. 50, issue 2, pp. 95-104, 2011.
- [33] Adelaide C., Eduardo J., Solteiro P., et al, Wind farm cable connection layout optimization with several substations, *Energies*, vol. 14, 2021.
- [34] Грујић Д., Бајовић Д., Тодоровић Д., Ђуришић Ж., Избор оптималног пресека прикључног кабла ветроелектране, *Зборник радова ИНФОТЕХ Јахорина*, ЕНС-3-6, 2014.
- [35] Đorđević A., Đurišić Ž., General mathematical model for the calculation of economic cross sections of cables for wind farms collector systems, *IET Renewable Power Generation*, vol. 12, issue 8, 2018.
- [36] Leandro A. V., João A., Passos F., et al, Optimal connection of offshore wind farm with maximization of wind capacity to power systems considering losses and security constraints, *Journal of Electrical and Computer Engineering*, vol. 2019, 2019.
- [37] Taherkhani, M., Hosseini, S., Wind farm optimal connection to transmission systems considering network reinforcement using cost-reliability analysis, *Renewable Power Generation*, vol. 7, issue 6, pp. 603-613, 2013.
- [38] Luo L., Zhang X., Dongran S., et al, Minimizing the energy cost of offshore wind farms by simultaneously optimizing wind turbines and their layout, *Applied Sciences*, vol. 9, issue 5, 2019.
- [39] Tao S., Xu Q., Feijóo A., et al, Bi-hierarchy optimization of a wind farm considering environmental impact, *IEEE Transactions on Sustainable Energy*, vol. 11, issue 4, pp. 2515-2524, 2020.
- [40] Costa Á.M., Orosa J.A., Vergara D., et al, New Tendencies in Wind Energy Operation and Maintenance, *Applied Sciences*, vol. 11, issue 4, 2021.
- [41] Smail H., Alkama R., Medjdoub A., Optimal design of the electric connection of a wind farm, *Energy*, vol. 165, pp. 972-983, 2018.
- [42] Dahmani O., Bourguet S., Machmoum M., et al, Optimization of the Connection Topology of



an Offshore Wind Farm Network, *IEEE Systems Journal*. vol. 9, pp. 1519-1528, 2015.

[43] Molina-Moreno I., Medina A., Cisneros-Magaña R., Methodology for optimal bus placement to integrate wind farm optimizing power flows, IEEE International autumn meeting on power, electronics and computing (ROPEC), pp. 1-6, 2015.

[44] Thekkumpuram M., Coney R., Ramnarain R., et al, Optimal Sizing of Grid Connection Transformers Overhead Lines for Onshore Wind Farms, CIGRE 7th Regional Conference, Cape Town, 2013.

[45] Uzunlar F. B., Guler Ö., Kalenderli O., Grid connection and power quality optimization of wind power plants, 9th International conference on electrical and electronics engineering (ELECO), pp. 415-419, 2015.

[46] Đorđević A., Đurišić Ž., Mathematical model for the optimal determination of voltage level and PCC for large wind farms connection to transmission network, *IET Renewable Power Generation*, vol. 13, issue 12, 2019.

[47] Miguel E. G., *Designing Earthing Systems for Onshore Wind Farm Sites*, 2014.

[48] Esmailian S. A., Amir A., Salay N. M., Wind farm grounding systems design regarding the maximum permissible touch & step voltage, 11th International Conference on environment and electrical engineering, 2012.

[49] Grange F., Journet S., Moini R., et al, Safety of wind farm grounding systems under fault and lightning currents, 33rd International Conference on Lightning Protection (ICLP), pp. 1-7, 2016.

[50] [https://www.irena.org//media/Files/IRENA/Agency/Publication/2020/Mar/IRENA\\_RE\\_Capacity\\_Highlights\\_2020.pdf](https://www.irena.org//media/Files/IRENA/Agency/Publication/2020/Mar/IRENA_RE_Capacity_Highlights_2020.pdf)

[51] <https://www.irena.org/Statistics/View-Data-by-Topic/Capacity-and-Generation/Statistics-Time-Series>

[52] [https://iea.blob.core.windows.net/assets/deebef5d-0c34-4539-9d0c10b13d840027/NetZeroBy2050-ARoadmapfortheGlobalEnergySector\\_CORR.pdf](https://iea.blob.core.windows.net/assets/deebef5d-0c34-4539-9d0c10b13d840027/NetZeroBy2050-ARoadmapfortheGlobalEnergySector_CORR.pdf)

[53] Swart R., Coppens C., Gordijn H., et al., *Europe's onshore and offshore wind energy potential: An assessment of environmental and economic constraints*, 2009.

[54] [Wind Market Reports: 2021 Edition | Department of Energy](#)

[55] [World's Most Powerful Offshore Wind Platform: Haliade-X | GE Renewable Energy](#)

[56] [10 big wind turbines | Windpower Monthly](#)

[57] Правила о раду преносног система, *Службени гласник РС*, бр. 60, 2020.

[58] <https://www.turbosquid.com/3d-models/3d-wind-turbine-model/755190>

[59] Brendan F., Leslie B., Damian F., et al, *Wind Power Integration: Connection and system operational aspects*, The Institution of Engineering and Technology, 2014.

[60] <https://windeurope.org/intelligence-platform/product/wind-energy-in-europe-in-2020-trends-and-statistics/>

[61] Anders V., *Ensuring Vestas' current and future competitiveness*, 2016.

[62] IEC 61400-1 - *Wind turbines – Part 1: Design requirements*, 2005.

[63] Shao S., Agelidis V., Review of DC system technologies for large scale integration of wind energy systems with electricity grids, *Energies*, vol.3, issue 6, 2010.

[64] [http://www.teslawind.rs/images/files/2019/Izvestaj%20o%20radu%20vetroparka%20Cibuk%201\\_June%202019.%20ENG.pdfxxxxfff](http://www.teslawind.rs/images/files/2019/Izvestaj%20o%20radu%20vetroparka%20Cibuk%201_June%202019.%20ENG.pdfxxxxfff)

[65] IEC 62305-3 - *Protection against lightning – Part 3: Physical damage to structures and life hazard*, 2006.

- [66] GE Energy, *Technical documentation wind turbine generator systems 2.x Series*, 2018.
- [67] IEC 61000-4-15 - *Electromagnetic compatibility (EMC) - Part 4-15: Testing and measurement techniques - Flickermeter - Functional and design specifications*, 2010.
- [68] IEC 61000-3-6 - *Electromagnetic compatibility (EMC) - Part 3-6: Limits - Assessment of emission limits for the connection of distorting installations to MV, HV and EHV power systems*, 2010.
- [69] [https://www.irena.org//media/Files/IRENA/Agency/Publication/2020/Jun/IRENA\\_Power\\_Generation\\_Costs\\_2019.pdf](https://www.irena.org//media/Files/IRENA/Agency/Publication/2020/Jun/IRENA_Power_Generation_Costs_2019.pdf)
- [70] [IRENA/Agency/Publication/2012/RE\\_Technologies\\_Cost\\_Analysis-WIND\\_POWER.pdf](IRENA/Agency/Publication/2012/RE_Technologies_Cost_Analysis-WIND_POWER.pdf)
- [71] Sousa O.W., Fernandes A., Gouveia J., Economic metrics for wind energy projects, *International Journal of Energy and Environment (IJEE)*, vol. 2, pp. 1013-1038, 2011.
- [72] [Investment costs \(wind-energy-the-facts.org\)](Investment costs (wind-energy-the-facts.org))
- [73] Tyler S., Philipp B., Patrick D., *Cost of Wind Energy Review*, National Renewable Energy Laboratory, 2019.
- [74] <Land-Based Wind | Electricity | 2021 | ATB | NREL>
- [75] International Renewable Energy Agency, *Renewable Power Generation Costs in 2020*, 2021.
- [76] <https://www.irena.org/newsroom/articles/2020/Jun/How-Falling-Costs-Make-Renewables-a-Cost-effective-Investment>
- [77] Tao S., Xu Q., Feijóo A., et al, Nonuniform wind farm layout optimization: A state-of-the-art review, *Energy*, vol. 209, 2020.
- [78] Wang L., Zuo M. J., Xu J., et al, Optimizing wind farm layout by addressing energy-variance trade-off: A single-objective optimization approach, *Energy*, vol. 189, 2019.
- [79] Júlio Xavier V., Elci José N., Sinvaldo G. J., et al, Wind turbine blade geometry design based on multi-objective optimization using metaheuristics, *Energy*, vol. 162, pp. 645-658, 2018.
- [80] Arslan S., Man-Hoe K., Aerodynamic performance optimization of an airfoil-based airbornewind turbine using genetic algorithm, *Energy*, vol. 203, 2020.
- [81] Hashemi Y., Shayeghi H., Moradzadeh M., Comparison of stability service cost in power grids considering different types of WTs, *IET Renewable Power Generation*, vol. 12, issue 7, pp. 773 – 786, 2018.
- [82] Chehour A., Younes R., Ilinca A., et al, Review of performance optimization techniques applied to wind turbines, *Applied Energy*, vol. 142, pp. 361 – 388, 2015.
- [83] Žertek A., Verbič G., Pantoš M., Optimised control approach for frequency-control contribution of variable speed wind turbines, *IET Renewable Power Generation*, vol. 6, issue 1, pp. 17- 23, 2012.
- [84] Minghui M., Weijie L., Chi Y., et al, Optimal torque control based on effective tracking range for maximum power point tracking of wind turbines under varying wind conditions, *IET Renewable Power Generation*, vol. 11, issue 4, pp. 501 – 510, 2017.
- [85] Jianwei Y., Xiaofei S., Kai L., et al, Model predictive control-based load frequency control for power systems with wind-turbine generators, *IET Renewable Power Generation*, vol. 13, issue 15, pp. 2871 – 2879, 2019.
- [86] Gao R., Gao Z., Pitch control for wind turbine systems using optimization, estimation and compensation, *Renewable Energy*, vol. 91, pp. 501–15, 2016.
- [87] Lui F., Ju X., Wang N., et al, Wind farm macro-siting optimization with insightful bi-criteria identification and relocation mechanism in genetic algorithm, *Energy*, vol. 217, 2020.

- [88] Abdelsalam A.M., El-Shorbagy M.A., Optimization of wind turbines siting in a wind farm using genetic algorithm based local search, *Renewable Energy*, vol. 123, pp. 748- 755, 2018.
- [89] Chena K., Songb M.X., Zhange X., et al, Wind turbine layout optimization with multiple hub height wind turbines using greedy algorithm, *Renewable Energy*, vol. 96, pp. 676-686, 2016.
- [90] Song M.X., Chen K., Zhang X., et al, The lazy greedy algorithm for power optimization of wind turbine positioning on complex terrain, *Energy*, vol. 80, pp. 567-574, 2016.
- [91] Ma Y., Zhang A., Yang L., et al, Investigation on optimization design of offshore wind turbine blades based on particle swarm optimization, *Energies*, vol. 12, 2019.
- [92] Beşkirlı M., Haklı H., Kodaz H., A new optimization algorithm for solving wind turbine placement problem: Binary artificial algae algorithm, *Renewable Energy*, vol. 121, pp. 301-308, 2018.
- [93] Du Pont B., Cagan J., Moriarty P., An advanced modeling system for optimization of wind farm layout and wind turbine sizing using a multi-level extended pattern search algorithm, *Energy*, vol. 106, pp. 802 – 814, 2016.
- [94] Vasel-Be-Hagh A., Archer C., Wind Farm Hub Height Optimization, *Applied Energy*, vol. 195, pp. 905–921, 2017.
- [95] Lee J.T., Kim H.G., Kang J.H., et al, Determining the optimized hub height of wind turbine using the wind resource map of South Korea, *Energies*, vol. 12, issue 15, 2019.
- [96] Han Y., Jin C., Xiaoping P., Wind turbine optimization for minimum cost of energy in low wind speed areas considering blade length and hub height, *Applied Sciences*, vol. 8, issue 7, 2018.
- [97] Lee J., Kim D.R., Lee K.S., Optimum hub height of a wind turbine for maximizing annual net profit, *Energy Conversion and Management*, vol. 100, pp. 90-96, 2015.
- [98] Stanley A., Ning A., Dykes K., Optimization of turbine design in wind farms with multiple hub heights using exact analytic gradients and structural constraints, *Wind Energy*, pp.1–15, 2019.
- [99] Chen Y., Li H., Jin K., et al, Wind farm layout optimization using genetic algorithm with different hub height wind turbines, *Energy Conversation and Management*, vol. 70, pp. 56–65, 2013.
- [100] Chen K., Song M., He Z., et al, Wind turbine positioning optimization of wind farm using greedy algorithm, *Journal of Renewable and Sustainable Energy*, vol. 5, issue 2, 2013.
- [101] Stanley A., Ning A., Coupled wind turbine design and layout optimization with nonhomogeneous wind turbines, *Wind Energy Science*, vol. 4, pp. 99–114, 2019.
- [102] Biswas P., Suganthan P.N., Gehan A.J., et al, Optimization of wind turbine rotor diameters and hub heights in a windfarm using differential evolution algorithm, Proceedings of Sixth International Conference on Soft Computing for Problem Solving, Advances in Intelligent Systems and Computing, pp. 131–141, Patiala, India, 2016.
- [103] Chowdhury S., Messac A., Zhang J., et al, Optimizing the unrestricted placement of turbines of differing rotor diameters in a wind farm for maximum power generation, Proceedings of the ASME 2010 International Design Engineering Technical Conferences & Computers and Information in Engineering Conference IDETC/CIE, Montreal, Quebec, Canada, 2010.
- [104] Charhouni N., Sallaou M., Mansouri K., Realistic wind farm design layout optimization with different wind turbines types, *International Journal of Energy and Environmental Engineering*, vol. 10, pp. 307–318, 2019.
- [105] Samuel P., Deon G., Pall J., Optimal wind turbine selection methodology: A case-study for Búrfell, Iceland, *Renewable Energy*, vol. 75, pp. 165-172, 2015.
- [106] Shateranlou H.R., Pourhossein K., Optimal wind turbine selection by BEM method and heuristic multi-objective optimization algorithms: A case-study for Tabriz - East Azerbaijan, 21st

Conference on electrical power distribution networks conference (EPDC), 2016.

[107] Michael F. H., Sanjiva K. L., John O. D., Wind farm power optimization through wake steering, vol. 116, issue 29, pp. 14495-14500, 2019.

[108] Yusuf A.K., Determination of the best Weibull methods for wind power assessment in the southern region of Turkey, *IET Renewable Power Generation*, vol. 11, issue 1, pp.175–182, 2017.

[109] Masseran N., Evaluating wind power density models and their statistical properties, *Energy*, vol. 84, issue 1, pp.533-541, 2015.

[110] Dongran S., Junbo L., Jian Y., et al, Optimal design of wind turbines on high-altitude sites based on improved Yin-Yang pair optimization, *Energy*, vol. 193, 2020.

[111] Ђуришић Ж., *Ветроелектране*, Akademska misao, 2019.

[112] Shafiqur R., Naif M.A., Wind shear coefficients and their effect on energy production, *Energy Conversation and Management*, vol. 46, pp. 2578-2591, 2005.

[113] Ђуришић Ж., Mikulović J., A model for vertical wind speed data extrapolation for improving wind resource assessment using WAsP, *Renewable Energy*, vol. 41, pp. 407– 411, 2012.

[114] Carrillo C., Obando Montaño A.F., Cidrás J., et al, Review of power curve modelling for wind turbines, *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 21, pp. 572-581, 2013.

[115] Fingerish L., Hand M., Laxson A., *Wind Turbine Design Cost and Scaling Model, Technical Report NREL/TP-500-40566*, National Renewable Energy Laboratory, 2006.

[116] Steffen B., Beuse M., Tautorat P., et al, Experience Curves for Operations and Maintenance Costs of Renewable Energy Technologies, *Joule*, vol. 4, issue 2, pp. 359-375, 2020.

[117] Bosch J., Staffell I., Hawkes A., Global levelised cost of electricity from offshore wind, *Energy*, vol. 189, 2019.

[118] Zhao M., Chen Z., Blaabjerg F., Optimization of electrical system for offshore wind farms via genetic algorithm, *IET Renewable Power Generation*, vol. 3, issue 2, pp. 205– 216, 2009.

[119] Judson R.S., *Genetic Algorithms: Encyclopedia of Optimization*. Springer, Boston, MA., 2008.

[120] <https://www.mathworks.com/help/gads/how-the-genetic-algorithm-works.html>

[121] IEC 61400-1 - *Wind turbines energy generation systems – Part 1: Design requirements*, 2019.

[122] Ђуришић Ж., Mikulović J., Assessment of the wind energy resource in the South Banat region, Serbia, *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 16, issue 5, pp. 3014 – 3023, 2012.

[123] <https://www.mathworks.com/matlabcentral/mlc>

[124] <https://www.skedsoft.com/books/artificial-intelligence/alpha-beta-pruning>

[125] Ђуришић Ж., *Моделовање и анализа утицаја просторног и временског профила снаге ветра у пројектовању и експлоатацији ветроелектрана у електроенергетском систему*, Универзитет у Београду, Електротехнички факултет, 2013.

[126] Colmenar-Santos A., Campiñez-Romero S., Enriquez-Garcia L., Pérez-Molina C., Simplified analysis of the electric power losses for on-shore wind farms considering Weibull distribution parameters, *Energies*, vol. 7, pp. 6856-6885, 2014.

[127] Ђорђевић А., Ђуришић Ж., Генерални математички модел за прорачун економског пресека каблова за прикључење ветроелектрана на електроенергетски систем, 10. Саветовање о електродистрибутивним мрежама, CIRED, Врњачка Бања, 2016.

[128] Herbert-Acero J., Probst O., Réthoré P.E., et al, A review of methodological approaches for the design and optimization of wind farms, *Energies*, vol. 7, pp. 6930–7016, 2014.

[129] Al-Shammari E.T., Shamshirband S., Petkovic D., et al, Comparative study of clustering

methods for wake effect analysis in wind farm, *Energy*, vol. 95, pp. 573–579, 2016.

[130] Ђорђевић А., Станојевић Ј., Кушић Ј., Анализа губитака у елементима једножилних енергетских каблова, 33. Саветовање за велике електричне мреже - CIGRE Србија, Златибор, 2017.

[131] Zhao M., Chen Z., Blaabjerg F., Optimization of electrical system for offshore wind farms via genetic algorithm, *IET Renewable Power Generation*, vol. 3, issue 2, pp. 205-216, 2009.

[132] Neagu B., Georgescu G., Wind farm cable route optimization using a simple approach, Proc. of the 2014 Int. conf. and exposition on electrical and power eng. (EPE), Iasi, Romania, pp. 1004–1009, 2014.

[133] Klein A., Haugland D., Bauer J., et al, An integer programming model for branching cable layouts in offshore wind farms, *Advances in intelligent systems and computing*, vol. 359, pp. 27–36, 2015.

[134] Hou P., Hu W., Chen Z., Optimization for offshore wind farm cable connection layout using adaptive particle swarm optimization minimum spanning tree method, *IET Renewable Power Generation*, vol. 10, issue 5, pp. 694-702, 2016.

[135] Hou P., Hu W., Chen Z., Optimization of offshore wind farm cable connection layout considering levelised production cost using dynamic minimum spanning tree algorithm, *IET Renewable Power Generation*, vol. 10, issue 2, pp. 175-183, 2016.

[136] Pemberton A.M., Daly T.D., Ertugrul N., On-shore wind farm cable network optimization utilizing a multi-objective genetic algorithm, *Wind Engineering*, vol. 7, issue 6, pp. 659-673, 2013.

[137] Wedzik A., Siewierski T., Szykowski M., A new method for simultaneous optimizing of wind farm's network layout and cable cross-sections by MILP optimization, *Applied Energy*, vol. 182, pp. 525-538, 2016.

[138] IEC 60287-2-1 - *Electric cables - Calculation of the current rating - Part 2-1: Calculation of the thermal resistance*, 2015.

[139] Техничка препорука број 3, *Основни технички захтеви за избор и монтажу енергетских каблова и кабловског прибора у електродистрибутивним мрежама 1 kV, 10 kV, 20 kV, 35 kV и 110 kV*, Електродистрибуција Србије, V издање, 2012.

[140] EC 60949 - *Calculation of thermally permissible short-circuit currents, taking into account non-adiabatic heating effects*, 1988.

[141] Dobric G., Đurišić Ž., Multi-criteria optimization of wind farm layout for WAsP application, European wind energy conference and exhibition (EWEC), 2012.

[142] Zeineldin H., El-Fouly T., El-Saadany E., et al, Impact of wind farm integration on electricity market prices, *IET Renewable Power Generation*, vol. 3, issue 1, pp. 84–95, 2009.

[143] <https://www.epexspot.com/en/market-data/dayahead-auction>

[144] Di Fazio A.R., Russo M., Wind farm modelling for reliability assessment, *IET Renewable Power Generation*, vol. 2, issue 4, pp. 239–248, 2008.

[145] Ђорђевић А., Станојевић Ј., Утицај конструкције и услова полагања на струјно оптерећење кабловског вода, 10. Саветовање о дистрибутивним мрежама, CIREД, Врњачка Бања, 2016.

[146] Ђорђевић А., Милошевић Д., Ђуришић Ж., Анализа оптималне структуре интерне кабловске мреже ветроелектране, 11. Саветовање о дистрибутивним мрежама, CIREД, Копаоник, 2018.

[147] Boqiang L., Jianglong L., Analyzing cost of grid-connection of renewable energy development in China, *Renewable Sustainable Energy Review*, vol. 50, pp. 1373–1382, 2015.

- [148] Agurtzane E., Eguia P., Torres E., et al, Review of grid connection requirements for generation assets in weak power grids, *Renewable Sustainable Energy Review*, vol. 41, pp. 1501–1514, 2015.
- [149] Berk R., Önder G., Power system integration of wind farms and analysis of grid code requirements, *Renewable Sustainable Energy Review*, vol. 49, pp. 100–107, 2015.
- [150] Mansour M., Islam S.M., Review of international grid codes for wind power integration: diversity, technology and a case for global standard, *Renewable Sustainable Energy Review*, vol. 16, issue 6, pp. 3876–3890, 2012.
- [151] Pathak A.K., Sharma M.P., Bundele M., A critical review of voltage and reactive power management of wind farms, *Renewable Sustainable Energy Review*, vol. 51, pp. 460–471, 2015.
- [152] Kyaw M.M., Ramachandaramurthy V.K., Fault ride through and voltage regulation for grid connected wind turbine, *Renewable Energy*, vol. 36, issue 1, pp. 206–215, 2011.
- [153] Gan L., Gengyin L., Ming Z., Coordinated planning of large-scale wind farm integration system and regional transmission network considering static voltage stability constraints, *Electric Power System Research*, vol. 136, pp. 298–308, 2016.
- [154] J.J. Gutierrez, J. Ruiz, P. Saiz, I. Azcarate, et al, *Power Quality in Grid-Connected Wind Turbines*, University of the Basque, Spain, 2011.
- [155] Smail H., Alkama R., Medjdoub A., Optimal design of the electric connection of a wind farm, *Energy*, vol. 165, pp. 972–983, 2018.
- [156] Dahmani O., Bourguet S., Machmoum M., et al, Optimization of the connection topology of an offshore wind farm network, *IEEE Systems Journals*, vol. 9, issue 4, pp. 1519–1528, 2015.
- [157] Zhao M., Chen Z., Blaabjerg F., Optimization of electrical system for offshore wind farms via genetic algorithm, *IET Renewable Power Generation*, vol. 3, issue 2, pp. 205–216, 2009.
- [158] Ergun H., Van Hertem D., Belmans R., Transmission system topology optimization for large-scale offshore wind integration, *IEEE Transactions on Sustainable Energy*, vol. 3, issue 4, pp. 908–917, 2012.
- [159] Serrano González J., González Rodríguez Á.G., Castro Mora J., et al, Overall design optimization of wind farms, *Renewable Energy*, vol. 36, issue 7, pp. 1973–1982, 2011.
- [160] Gonzalez-Longatt F.M., Wall P., Regulski P., et al, Optimal electric network design for a large offshore wind farm based on a modified genetic algorithm approach, *IEEE Systems Journals*, vol. 6, issue 1, pp. 164–172, 2012.
- [161] Burke D.J., O'Malley M.J., A study of optimal non-firm wind capacity connection to congested transmission systems, *IEEE Transactions on Sustainable Energy*, vol. 2, issue 2, pp. 167–176, 2011.
- [162] Burke D.J., O'Malley M.J., Maximizing firm wind connection to security constrained transmission networks, *IEEE Transactions Power Systems*, vol. 25, issue 2, pp. 749–759, 2010.
- [163] Salehi-Dobakhshari A., Fotuhi-Firuzabad M., Integration of large-scale wind farm projects including system reliability analysis, *IET Renewable Power Generation*, vol. 5, issue 1, pp. 89–99, 2011.
- [164] Taherkhani S.M., Hosseini H., Wind farm optimal connection to transmission systems considering network reinforcement using cost-reliability analysis, *IET Renewable Power Generation*, vol. 7, issue 6, pp. 603–613, 2013.
- [165] Billinton R., Wangdee W., Reliability-based transmission reinforcement planning associated with large-scale wind farms, *IEEE Transactions Power Systems*, vol. 22, pp. 34–41, 2007.
- [166] Abul'Wafa A.R., Reliability/cost evaluation of a wind power delivery system, *Electric Power*

*System Research*, vol. 81, pp. 873–879, 2011.

[167] Cetinay H., Kuipersa F.A., Guvenb A.N., Optimal siting and sizing of wind farms, *Renewable Energy*, vol. 101, pp. 51–58, 2017.

[168] IEC 60909-0 - *Short-circuit currents in three-phase AC systems – part 0: calculation of currents*, 2016.

[169] Rahmann C., Palma-Behnke R., Optimal allocation of wind turbines by considering transmission security constraints and power system stability, *Energies*, vol. 6, pp. 294–311, 2013.

[170] IEC 61400-21 - *Measurement and assessment of power quality characteristics of grid connected wind turbines – part 21: wind turbines*, 2008.

[171] Muljadi E., Butterfield C.P., Chacon J., et al, *Power quality aspects in a wind power plant*, National Renewable Energy Laboratory, 2006.

[172] IEC TR 61000-3-7 - *Electromagnetic compatibility (EMC) – part 3–7: limits – assessment of emission limits for the connection of fluctuating installations to MV, HV and EHV power systems*, 2008.

[173] Wang L., Tan A.C.C., Cholette M.E., et al, Optimization of wind farm layout with complex land divisions, *Renewable Energy*, vol. 105, pp. 30–40, 2017.

[174] Bryony P., Jonathan C., Patrick M., An advanced modeling system for optimization of wind farm layout and wind turbine sizing using a multi-level extended pattern search algorithm, *Energy*, vol. 106, pp. 802–814, 2016.

[175] Rabia S., Hassan M.Y., Abdur R., et al, Wind farm layout optimization using area dimensions and definite point selection techniques, *Renewable Energy*, vol. 88, pp. 154–163, 2016.

[176] Tang X., Yang Q., Wang K., et al, Optimization of wind farm layout in complex terrain via mixed-installation of different types of turbines, *IET Renewable Power Generation*, vol. 12, issue 9, pp. 1065–1073, 2018.

[177] Ветроелектрана Чибук 1, Комплекс трафостанице 400/35 kV, Разводно постројење 400 kV, Главни пројекат, Ветроелектране Балкана, 2013.

[178] Lorentzou M. I., Nahiargyriou N. D., Papadias B. C., Analysis of Wind Turbine Grounding Systems, 10th Mediterranean Electrotechnical Conference, vol. 3, 2000.

[179] Abd-Allah M. A., Mahmoud N. A., Said A., A Proper Design of Wind Turbine Grounding Systems under Lightning, *International Journal of Electrical and Computer Engineering*, vol. 8, issue 10, 2014.

[180] Lucas S. P., Daiane C., Rafael A., et al, Assessing the Effect of the Interconnecting Electrode Length on the Ground Potential Rise of Wind Turbines Subject to Representative Currents of First and Subsequent Strokes, *Journal of Control, Automation and Electrical Systems*, vol. 32, pp. 1728–1734, 2021.

[181] Rodolfo A., Salvatore C., Transient behavior of wind towers grounding systems under lightning strikes, *International journal of energy and environmental engineering*, vol. 7, pp. 235–247, 2016.

[182] Nehmdoh A.S., Mohammad Alsharefa I., Tahaac B.M., et al., Assessment of grounding grid for enhancing wind turbine service sustainability, *Ain Shams Engineering Journal*, vol. 12, issue 1, pp. 577–589, 2021.

[183] Ђорђевић А., Кушић Ј., Ђуришић Ж., Ефекти хидроизолације темеља на карактеристике темељних уземљивача, 32. саветовање за велике електричне мреже -CIGRE Србија, Златибор, 2015.

[184] IEEE 80:1986 - *IEEE Guide for Safety in AC Substation Grounding*, 1991.

[185] <https://www.dehn-international.com/sites/default/files/media/files/earth-termination-onshore-wind-turbines-wpx024-e.pdf>

[186] Техничка брошура за ветроагрегат SWT 3.6 MW 130m.



## БИОГРАФСКИ ПОДАЦИ О АУТОРУ ДИСЕРТАЦИЈЕ

Ана М. Петровић је рођена 18.09.1989. године у Крагујевцу. Основну школу „Мирко Јовановић” у Крагујевцу је завршила 2004. године, а након тога и Прву крагујевачку гимназију. Током основног и средњег образовања је учествовала на државним такмичењима из математике, физике и српског језика.

Студије на Електротехничком факултету у Београду уписала је 2008. године. Завршила је одсек Енергетика, смер Електроенергетски системи и током студија је остварила просечну оцену 9,22. Дипломски рад „Моделовање стационарних карактеристика уземљивача” одбранила је 2012. године. Мастер студије је уписала 2012. године на Електротехничком факултету у Београду, на модулу Електроенергетски системи. Током мастер студија је постигла просечну оцену 10, а мастер рад под називом „Идејно решење за побољшање енергетских и еколошких карактеристика клима уређаја” одбранила је 2013. године. Ментор на изради дипломског и мастер рада био је доц. др Жељко Ђуришић. Докторске студије је уписала исте године на Електротехничком факултету у Београду, модул Електроенергетске мреже и системи, где је положила све испите са просечном оценом 10.

Одредила је стручну праксу у предузећу Електромреже Србије. Од 2014. године је запослена у компанији Global Substation Solutions, где се бави пословима пројектовања и испитивања високонапонских трафостаница.

Области научноистраживачког рада којима се до сада бавила су: обновљиви извори енергије, интеграција обновљивих извора енергије у електроенергетски систем, ветроенергетика и соларна енергетика, енергетска ефикасност, уземљивачки системи. Аутор/коаутор је на 17 радова (3 рада у међународном часопису са SCI листе, 1 рад на међународној конференцији, 2 рада у домаћим часописима и 11 радова на домаћим/регионалним конференцијама).

## Изјава о ауторству

Потписани: Ана М. Петровић

Број уписа: 5017/2013

### Изјављујем

да је докторска дисертација под насловом

**Оптимално планирање електроенергетске инфраструктуре ветроелектрана великих снага**

- резултат сопственог истраживачког рада,
- да предложена дисертација у целини, ни у деловима није била предложена за добијање било које дипломе према студијским програмима других високошколских установа,
- да су резултати коректно наведени и
- да нисам кршила ауторска права и користио интелектуалну својину других лица.

Потпис аутора:

У Београду, 03. 02. 2022. године

---

## Изјава о истоветности штампане и електронске верзије докторског рада

Име и презиме аутора: Ана М. Петровић

Број уписа: 5017/2013

Студијски програм: Електротехника и рачунарство

Наслов рада: Оптимално планирање електроенергетске инфраструктуре ветроелектрана великих снага

Ментор: др Жељко Ђуришић, ванредни професор

Изјављујем да је штампана верзија мог докторског рада истоветна електронској верзији коју сам предала ради похрањивања у **Дигиталном репозиторијуму Универзитета у Београду**.

Дозвољавам да се објаве моји лични подаци везани за добијање академског звања доктора наука, као што су име и презиме, година и место рођења и датум одбране рада.

Ови лични подаци могу се објавити на мрежним страницама дигиталне библиотеке, у електронском каталогу и у публикацијама Универзитета у Београду.

Потпис аутора:

У Београду, 03. 02. 2022. године



---

## Изјава о коришћењу

Овлашћујем Универзитетску библиотеку „Светозар Марковић” да у Дигитални репозиторијум Универзитета у Београду унесе моју докторску дисертацију под насловом:

**Оптимално планирање електроенергетске инфраструктуре ветроелектрана великих снага**

која је моје ауторско дело.

Дисертацију са свим прилозима предала сам у електронском формату погодном за трајно архивирање.

Моју докторску дисертацију похрањену у Дигитални репозиторијум Универзитета у Београду могу да користе сви који поштују одредбе садржане у одабраном типу лиценце Креативне заједнице (*Creative Commons*) за коју сам се одлучио.

1. Ауторство (CC BY)
2. Ауторство – некомерцијално (CC BY-NC)
3. Ауторство – некомерцијално – без прераде (CC BY-NC-ND)
4. Ауторство – некомерцијално – делити под истим условима (CC BY-NC-SA)
5. Ауторство – без прераде (CC BY-ND)
6. Ауторство – делити под истим условима (CC BY-SA)

Потпис докторанта:

У Београду, 03. 02. 2022. године



---

1. **Ауторство.** Дозвољаваате умножавање, дистрибуцију и јавно саопштавање дела, и прераде, ако се наведе име аутора на начин одређен од стране аутора или даваоца лиценце, чак и у комерцијалне сврхе. Ово је најслободнија од свих лиценци.
2. **Ауторство – некомерцијално.** Дозвољаваате умножавање, дистрибуцију и јавно саопштавање дела, и прераде, ако се наведе име аутора на начин одређен од стране аутора или даваоца лиценце. Ова лиценца не дозвољава комерцијалну употребу дела.
3. **Ауторство – некомерцијално – без прерада.** Дозвољаваате умножавање, дистрибуцију и јавно саопштавање дела, без промена, преобликовања или употребе дела у свом делу, ако се наведе име аутора на начин одређен од стране аутора или даваоца лиценце. Ова лиценца не дозвољава комерцијалну употребу дела. У односу на све остале лиценце, овом лиценцом се ограничава највећи обим права коришћења дела.
4. **Ауторство – некомерцијално – делити под истим условима.** Дозвољаваате умножавање, дистрибуцију и јавно саопштавање дела, и прераде, ако се наведе име аутора на начин одређен од стране аутора или даваоца лиценце и ако се прерада дистрибуира под истом или сличном лиценцом. Ова лиценца не дозвољава комерцијалну употребу дела и прерада.
5. **Ауторство – без прерада.** Дозвољаваате умножавање, дистрибуцију и јавно саопштавање дела, без промена, преобликовања или употребе дела у свом делу, ако се наведе име аутора на начин одређен од стране аутора или даваоца лиценце. Ова лиценца дозвољава комерцијалну употребу дела.
6. **Ауторство – делити под истим условима.** Дозвољаваате умножавање, дистрибуцију и јавно саопштавање дела, и прераде, ако се наведе име аутора на начин одређен од стране аутора или даваоца лиценце и ако се прерада дистрибуира под истом или сличном лиценцом. Ова лиценца дозвољава комерцијалну употребу дела и прерада. Слична је софтверским лиценцама, односно лиценцама отвореног кода.