

# МІНІСТЕРСТВО ОСВІТИ І НАУКИ УКРАЇНИ

Сумський державний університет

Факультет електроніки та інформаційних технологій

(повна назва інституту/факультету)

Кафедра електроенергетики

(повна назва кафедри)

«До захисту допущено»

Завідувач кафедри

\_\_\_\_\_

(підпис)

\_\_\_\_\_

(Ім'я та ПРІЗВИЩЕ)

\_\_\_\_\_ 2024р.

## КВАЛІФІКАЦІЙНА РОБОТА

на здобуття освітнього ступеня магістр

(бакалавр/магістр)

зі спеціальності 141 Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка,

(код та назва)

освітньо-професійної програми «Електротехнічні системи електроспоживання»

(освітньо-професійної / освітньо-наукової)

(назва програми)

на тему: «Розрахунок системи електропостачання підприємства з використанням вітрової генерації»

Здобувача (ки) групи ЕТ.м-31 Карпенко Владислава Романовича

(шифр групи)

(прізвище, ім'я, по батькові)

Кваліфікаційна робота містить результати власних досліджень. Використання ідей, результатів і текстів інших авторів мають посилання на відповідне джерело.

\_\_\_\_\_ Владислав КАРПЕНКО

(підпис)

(Ім'я та ПРІЗВИЩЕ здобувача)

Керівник \_\_\_\_\_ старший викладач, к.т.н. Сергій ЛЕБЕДКА

(посада, науковий ступінь, вчене звання, Ім'я та ПРІЗВИЩЕ)

(підпис)

**Сумський державний університет**

Факультет електроніки та інформаційних технологій

Кафедра електроенергетики

Спеціальність – 141 Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка

ЗАТВЕРДЖУЮ

В.о.зав.кафедри електроенергетики

\_\_\_\_\_С.М. Лебедка

“ \_\_\_ ” \_\_\_\_\_ 20\_\_ р.

**ЗАВДАННЯ**

**на кваліфікаційну роботу магістра**

Карпенко Владислава Романовича

1. Тема роботи: «Розрахунок системи електропостачання підприємства з використанням вітрової генерації»

затверджена наказом по університету № \_\_\_\_\_ від \_\_\_\_\_

2. Термін здачі студентом закінченої роботи 08.12.2024 р.

3. Вихідні дані до роботи: трифазна мережа живлення 380 В, дані про електроприймачів на підприємстві, принципова схема електропостачання підприємства, графіки навантаження у відсотках

4. Зміст розрахунково-пояснювальної записки (перелік питань, які необхідно вирішити):

проаналізувати можливість та доцільність інтегрування вітрової генерації в існуючу електромережу підприємства, зробити висновок економічної доцільності такого рішення

5. Перелік графічного матеріалу (з точним зазначенням обов'язкових креслень):

- схема роботи вітроелектростанції;

- електрична частина вітроенергетичної установки;

- схема підключення акумуляторних батарей;

- схема підключення акумуляторних батарей до інвертора;

- схема розміщення вітрогенераторів на місцевості;

- нова принципова схема внутрішньої електромережі підприємства;

- параметри вертикального заземлювача.

## КАЛЕНДАРНИЙ ПЛАН

№з/п	Назва етапів роботи	Термін виконання етапів роботи	Примітки
1	Вихідні дані до розрахунку	10.09-20.09	
2	Електротехнічний розрахунок	20.09-01.10	
3	Додаткове обладнання та вимоги при встановленні	01.10-10.10	
4	Охорона праці	01.11.2024	
5	Техніко-економічне обґрунтування	10.11.2024	
6	Оформлення, здача на перевірку	01.12.2024	

Студент \_\_\_\_\_

(підпис)

Керівник роботи \_\_\_\_\_

(підпис)

## РЕФЕРАТ

с. 85, рис. 25, табл. 26

**Бібліографічний опис:** Карпенко В.Р. Розрахунок системи електропостачання підприємства з використанням вітрової генерації [Текст]: робота на здобуття кваліфікаційного ступеня магістра; спеціальність 141 – «Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка» / В.Р. Карпенко; керівник С.М. Лебедка. – Суми: СумДУ, 2024. - 85 с.

**Ключові слова:** вітрогенератор, вітряна електростанція, переріз, провідник, апарат захисту, електромережа, акумуляторна батарея, блискавкозахист, захисне заземлення;

wind turbine, wind power station, section, conductor, protection device, power grid, battery energy storage, lightning protection system, protective grounding.

**Короткий огляд (реферат):** У даній роботі було досліджено можливість та доцільність інтегрування вітряної електростанції у внутрішню електромережу підприємства. Проведено аналіз доступних на ринку варіантів конструкцій вітрогенераторів та їх параметрів для забезпечення надійної та ефективної роботи. Був виконаний електротехнічний розрахунок навантаження підприємства з подальшою перевіркою електромережі на правильність встановленого обладнання та необхідного перерізу кабелю. За результатами розрахунку було підібрано потужність та кількість вітрогенераторів, параметри решти як основного (інвертор, лічильник, акумуляторні батареї) так й додаткового (запобіжники) обладнання. Окрім цього було розглянуто основні вимоги при встановленні вітроелектростанції та її блискавкозахист. Було порушено питання з охорони праці, а саме вимоги до кваліфікації обслуговуючого персоналу та техніки безпеки з подальшим розрахунком контуру захисного заземлення. Завершальним етапом стало техніко-економічне обґрунтування, що мало на меті визначити термін окупності та коефіцієнт ефективної роботи всієї вітроелектростанції.

## ПЕРЕЛІК СКОРОЧЕНЬ

ЕП – електроприлад;

ШО – шафа обліку;

ШР – шафа розподілу;

ВЕУ – вітроенергетична установка;

ВЕС – вітряна електростанція;

ПУЕ – правила улаштування електроустановок;

ШК – шафа керування;

БЕЗ – блок електронного збудження;

БКЕЗ – блок керування електронним збудженням;

БДЗ – блок динамічного збудження;

АКБ – акумуляторні батареї;

ЗБЗ – зона блискавкозахисту;

ПЗІП – пристрій захисту від імпульсних перенапруг;

CFIF – Caithness Windfarm Information Forum;

BST – Basic Safety Train;

ЗІЗ – засоби індивідуального захисту;

GWO – Global Wind Organisation;

АНА - American Heart Association;

ERC - European Resuscitation Council;

ТО – технічний огляд.

## ЗМІСТ

<b>ВСТУП</b> .....	7
<b>РОЗДІЛ 1. ВИХІДНІ ДАНІ ДО РОЗРАХУНКУ</b> .....	8
1.1. Загальна характеристика електроприймачів.....	8
1.2 Географічне розташування та характеристика місцевості .....	11
1.3 Класифікація ВЕУ.....	17
<b>РОЗДІЛ 2. ЕЛЕКТРОТЕХНІЧНИЙ РОЗРАХУНОК</b> .....	21
2.1 Розрахунок електричного навантаження підприємства .....	21
2.2 Перевірка правильності встановленого обладнання.....	25
2.3 Розрахунок необхідної потужності ВЕУ .....	29
<b>РОЗДІЛ 3. ДОДАТКОВЕ ОБЛАДНАННЯ ТА ВИМОГИ ПРИ ВСТАНОВЛЕННІ</b> .....	38
3.1 Вибір інвертора та лічильника .....	38
3.2 Вибір типу та параметрів АКБ .....	42
3.3 Блискавкозахист.....	48
3.4 Захист на стороні DC.....	56
3.5 Вимоги при встановленні.....	57
<b>РОЗДІЛ 4. ОХОРОНА ПРАЦІ</b> .....	63
4.1 Кваліфікація обслуговуючого персоналу та техніка безпеки .....	63
4.2 Розрахунок контуру захисного заземлення .....	67
<b>РОЗДІЛ 5. ТЕХНІКО-ЕКОНОМІЧНЕ ОБҐРУНТУВАННЯ</b> .....	76
5.1 Визначення терміну окупності ВЕС .....	76
<b>ВИСНОВОК</b> .....	83
<b>СПИСОК ВИКОРИСТАНОЇ ЛІТЕРАТУРИ</b> .....	84

					<b>MP 3.8.141.422 ПЗ</b>			
<i>Змін</i>	<i>Арк.</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Підпис</i>	<i>Дата</i>	Розрахунок системи електропостачання підприємства з використанням вітрової генерації	<i>Літ.</i>	<i>Арк.</i>	<i>Аркушів</i>
<i>Розроб.</i>		<i>Карпенко В.Р.</i>				6	85	
<i>Перевір.</i>		<i>Лебедка С.М.</i>				<b>СумДУ ЕТ.м-31</b>		
<i>Реценз.</i>								
<i>Н. Контр.</i>								
<i>Затверд.</i>								

## ВСТУП

Вітроенергетика – це галузь енергетики, що спеціалізується на використанні енергії вітру – кінетичної енергії повітряних мас в атмосфері. Енергія вітру є відновлюваним джерелом енергії, так як є наслідком діяльності сонця. Кожен час Земля отримує 100 000 000 000 000 кВт\*год енергії Сонця. Близько 1-2% сонячної енергії конвертується в енергію вітру. Потенціал вітрової енергії, який може бути використаний до 2030 р., оцінюється в 16 ГВт, причому щорічно можна виробляти від 25 до 30 ТВт-год електроенергії. До 2050 р. може використовуватися до 30 ТВт-год вітрової енергії, тоді як загальний технічний потенціал вітрової енергії становить 42 ТВт-год. В українській енергетичній стратегії планується, що до 2030 р. в Україні 2 ТВт-год електроенергії вироблятимуться вітровими установками [1].

Окрім цього, XXI століття диктує нові підходи до енергетичної безпеки націй, представляючи нові екологічно чисті технології, застосування яких не чинить негативного впливу на навколишнє середовище. Вітроенергетика є одним з рішень в цьому напрямку. На жаль XXI століття для деяких країн виявилось різним. Коли для одних пріоритетом є екологічність, для інших пріоритетом є питанням виживання. В Україні, в наслідок російської агресії, залишилось 25-30% від усіх генеруючих потужностей, в порівнянні з тими, що були до 24 лютого 2022 року. Лівову частку споживання електроенергії бере на себе промисловість, а це щонайменше 40% від усього споживання електроенергії. Відновлення зруйнованих об'єктів генерації електроенергії займе якийсь час, зараз якщо це можливо бажано розв'язувати питання забезпечення електроенергією самостійно. З цією задачею, на мою думку, частково може впоратися вітроенергетика. Я маю на меті взяти невелике середнє підприємство та змоделювати встановлення вітрогенеруючої установки для покриття власних потреб підприємства, розібратися в технічних аспектах встановлення такого рішення та його економічної доцільності.

					<b>MP 3.8.141.422 ПЗ</b>	Арк.
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		7

## РОЗДІЛ 1. ВИХІДНІ ДАНІ ДО РОЗРАХУНКУ

### 1.1. Загальна характеристика електроприймачів

Розрахунок у мене буде вестися для невеликого підприємства, що спеціалізується на обробці металу. Категорія надійності електропостачання – III. Площа приміщення до 1500 м<sup>2</sup>, обладнання, що використовується, наведене в таблиці 1.1.1.

Таблиця 1.1.1 – Дані про електроприймачів

Найменування ЕП	Установлена потужність одного ЕП, кВт	cos(φ)	Кількість ЕП
Токарні верстати	7	0,4	2
Свердлильні верстати	3	0,4	1
Фрезерні верстати	4,5	0,45	1
Точильне обладнання	2,5	0,45	1
Печі опору	3,5	1	1
Зварювальні трансформатори	1,6	0,4	1
Вентилятори	1,5	0,8	3
Насоси	5	0,85	2
Освітлення	8	1	-

Так як споживання електроенергії протягом дня та в різні сезони нерівномірне, в таблиці 1.1.2 наведено споживання у відсотковому співвідношенні.

					<b>MP 3.8.141.422 ПЗ</b>	Арк.
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		8



Таблиця 1.1.2 – Графік навантаження у відсотках

Години	1-2	3-4	5-6	7-8	9-10	11-12	13-14	15-16	17-18	19-20	21-22	23-24
Зима	20	20	20	60	100	100	80	90	90	60	30	30
Літо	10	10	10	80	80	80	60	60	60	50	40	20

Також у даного підприємства наявна принципова електрична схема внутрішньої електромережі, рис 1.1.1. Якщо коротко, то принцип схеми в наступному: живлення надходить від кабельної лінії електропередач виконаної проводом марки ВБШВ перерізом 4x35 мм<sup>2</sup>; є шафа обліку (ШО) в якій встановлений ввідний корпусний автоматичний вимикач, лічильник активної та реактивної енергії з трансформаторами струму; шафа обліку запломбована і доступу до неї немає; далі, від шафи обліку, живлення приходить на розподільчу шафу (ШР), а саме на ввідний корпусний автоматичний вимикач, лінія виконана кабелем ВВГ перерізом 4x35 мм<sup>2</sup> і вже далі йде розподіл між споживачами електроенергії; однофазні споживачі представлені зварювальним трансформатором, піччю опору та освітленням; їх захист виконано за допомогою 2Р автоматичних вимикачів; освітлення розділене на дві частини, це зроблено для зручності, а також щоб розподілити навантаження між фазами; трифазне навантаження це решта споживачів, що не були раніше названі; їх захист виконано 4Р автоматичними вимикачами; кількість полюсів автоматичних вимикачів залежить від типу системи живлення та за системи TN-S та TT дозволяється розмикати нульовий провідник; характеристика спрацювання автоматичних вимикачів як для однофазних, так і для трифазних споживачів переважно «С» та «D» через наявність двигунів з великими пусковими струмами; у даного підприємства є свій власний контур заземлення, тобто система заземлення – TT; від контуру заземлення в ШР приходить заземлюючий провідник марки ПВ-1 та перерізом 10 мм<sup>2</sup>; далі для заземлення металевих корпусів споживачів, переріз заземлюючого провідника зменшений до перерізу фазного.

					<b>MP 3.8.141.422 ПЗ</b>	Арк.
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		9

Окрім загальної схеми, є ще й окремі принципові схеми, наприклад, для токарного верстата або фрезерного верстата або для шафи керування вентиляцією чи насосами, проте ця інформація є надлишковою і для досягнення поставленої задачі не вимагається.

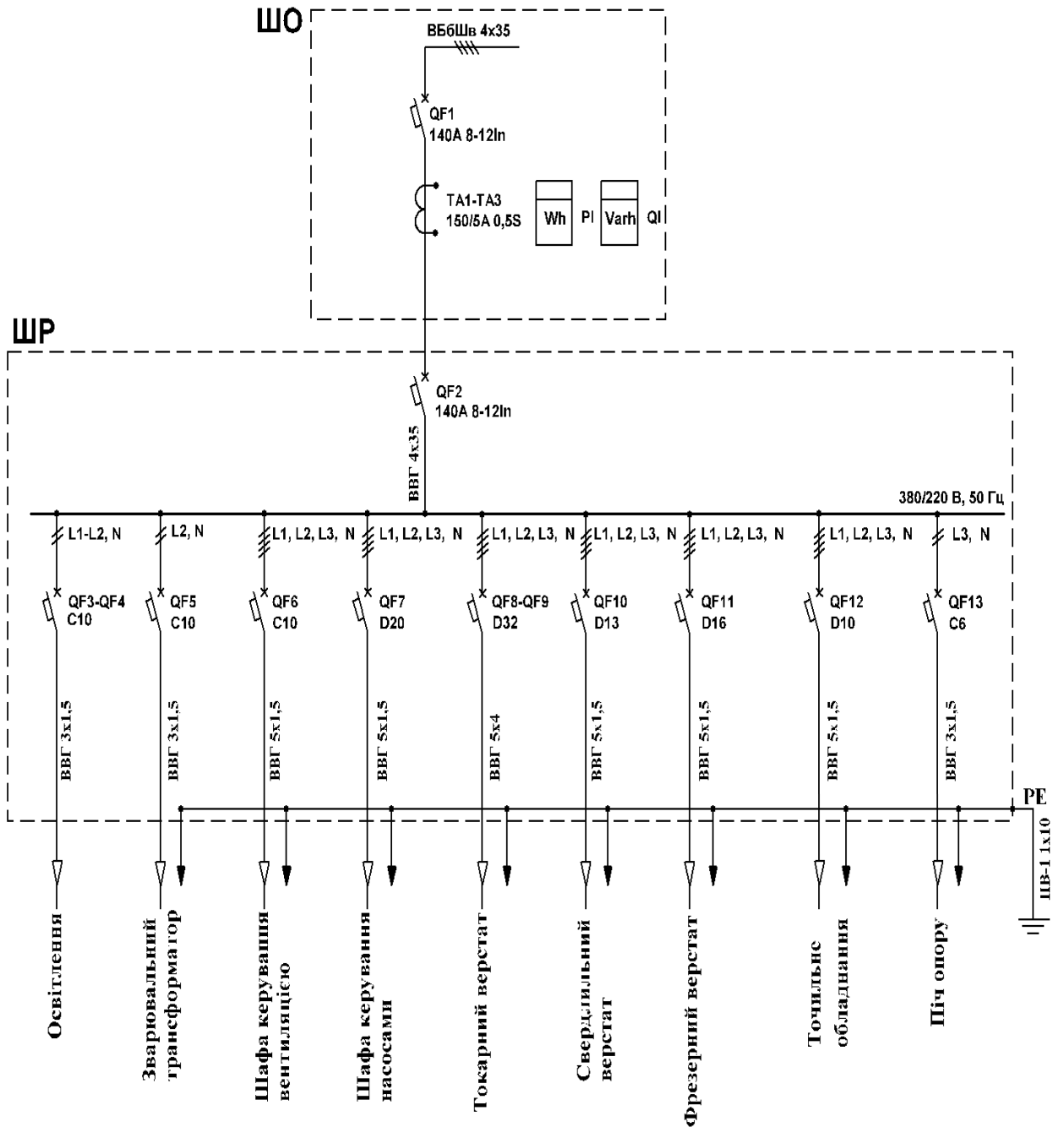


Рис. 1.1.1 – Принципова схема внутрішньої електромережі підприємства

## 1.2 Географічне розташування та характеристика місцевості

Швидкість вітру є найважливішим фактором, що впливає на кількість енергії, яку вітрогенератор може перетворити на електроенергію. Велика швидкість вітру збільшує об'єм повітряних мас, що проходять. Тому зі збільшенням швидкості вітру зростає і кількість електроенергії, виробленої вітроустановкою. Енергія вітру змінюється пропорційно кубу швидкості вітру. Таким чином, наприклад, якщо швидкість вітру подвоюється, кінетична енергія, отримана ротором, збільшується у вісім разів.

Поверхня Землі з її рослинністю та будівлями, що знаходяться на ній, є основним фактором, що впливає на зменшення швидкості вітру. Це явище описують як вплив нерівності рельєфу. З віддаленням від поверхні Землі зменшується і вплив нерівності рельєфу, при цьому ламінарні повітряні потоки збільшуються. Іншими словами, чим вище - тим більша швидкість вітру. На висоті близько 1 км рельєф практично не впливає на швидкість вітру. У нижчих шарах атмосфери на швидкість вітру великий вплив має тертя з поверхнею Землі. Для вітроенергетики це означає, що чим більша нерівність рельєфу, тим нижчою буде швидкість вітру. Швидкість вітру значною мірою сповільнюється через ліси та великі міста, у той час як великі водні простори або, наприклад, території аеропортів майже не мають сповільнюючого ефекту на вітер. Будинки, ліси та інші перешкоди не тільки уповільнюють швидкість вітру, а й створюють турбулентні потоки.

У промисловості також існує таке поняття як зсув вітру. Воно описує процес зменшення швидкості вихрових потоків у міру їх наближення до поверхні землі. Зсув вітру також необхідно враховувати під час проєктування вітроустановки. Так, якщо віротурбіна має великий діаметр ротора, але висота її вежі незначна, то в результаті вітер, що впливає на кінець лопаті, яка перебуває у верхній позиції, матиме максимальну швидкість, а вітровий потік, що впливає на кінець лопаті, яка знаходиться внизу, буде мінімальним, що може призвести до руйнування вітряка. Вітроенергетичні установки зазвичай використовують вітер у приземному шарі на висоті до 50-70 м, рідше - до 100-150 м від поверхні Землі, тому найбільший інтерес

					<b>MP 3.8.141.422 ПЗ</b>	Арк.
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		11

становлять характеристики руху повітряних потоків саме в цьому шарі. Щогли заввишки щонайменше 24 м підходять у районах, де земля плоска і немає перешкод у межах 150 м. Щогла має бути також на відстані щонайменше 300 м від будь-яких крутих обривів або різких змін висоти. Фактично це означає, що мінімальна висота вежі: (висота найвищої перешкоди в межах 150 м) + (буфер 10 м) + (довжина лопаті обраного вітрогенератора) Для невеликих вітрових систем зазвичай потрібні щогли 24 м, 30 м або 36 м. Може знадобитися висота 42 м у районах із кількома близькими більш високими перешкодами, такими як дерева. Окрім ефективної роботи вітрогенератора висота щогли впливає на її кінцеву вартість. Чим вище, тим дорожче. Тому якщо можна обійтись щоглою умовно 40 м, то не має потреби ставити щоглу 45 м і переплатити за зайві 5 м [2].

Показники швидкості вітру по Україні є різними. У більш південних та навіть центральних регіонах показник середньої швидкості вітру буде вищий ніж в північних. Проте для своєї роботи я хотів би дослідити регіон де власне я знаходжусь, тому я вибрав ділянку поблизу м. Суми, а саме село Косівщина. Місцезнаходження ділянки визначено з допомогою сервісу «Google Maps» та зображено на рис. 1.2.1.

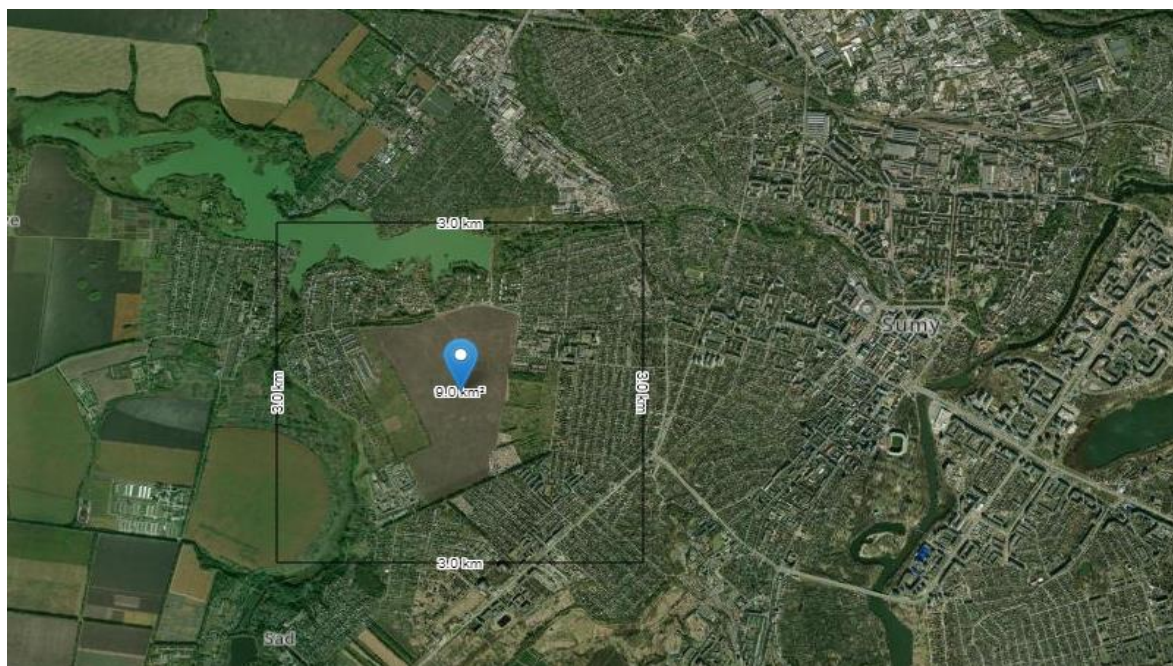


Рис. 1.2.1– Місцезнаходження земельної ділянки

					<b>MP 3.8.141.422 ПЗ</b>	Арк.
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		12

Дана ділянка знаходиться віддалік міста, де немає високих будівель, дерев та іншої рослинності тощо. Рельєф, якщо орієнтуватися на класифікацію нерівностей поверхні за шкалою від 0, де 0 - водна поверхня до 4 – великі міста, мегаполіси, з кроком 0,5; то це 1 – відкрита сільськогосподарська місцевість без парканів, огорож і низьких будівель, малі височини. Таке розташування дає змогу спокійно розміщувати ВЕС та звільнює від врахування та побудови рози вітрів з превалюючими напрямками вітру.

Якщо орієнтуватися даними з джерела [3], то для даної ділянки для висоти 10 м від землі, середня швидкість вітру за місяцями наведена в таблиці 1.2.1.

Таблиця 1.2.1 – Середня швидкість вітру за місяцями для висоти 10 м

	Січ	Лют	Берез	Квіт	Трав	Черв	Лип	Серп	Вер	Жовт	Лист	Гру
м/с	5,2	5,25	5,0	4,39	3,94	3,78	3,61	3,72	4,08	4,39	4,64	4,92
Середньорічна швидкість												4,41

Цієї висоти може виявитися замало, тому намагаючись знайти інформацію для більших висот я потрапив на джерело [4], де середньорічна швидкість вітру складає – 5,55 м/с. Аналізуючи попередню таблицю не важко знайти залежність між середньорічною швидкістю вітру для 10 м та середньорічною швидкістю вітру для 50 м. Вони відрізняються у 1,23 раза. Тому середня швидкість вітру за місяцями для висоти 50 м буде наведена в таблиці 1.2.2.

Таблиця 1.2.2 – Середня швидкість вітру за місяцями для висоти 50 м

	Січ	Лют	Берез	Квіт	Трав	Черв	Лип	Серп	Вер	Жовт	Лист	Гру
м/с	6,4	6,46	6,15	5,4	4,85	4,65	4,44	4,58	5,02	5,4	5,7	6,05
Середньорічна швидкість												5,55

Звичайно найкращі дані це ті дані, що отримані безпосередньо під час моніторингу погодних умов у місці встановлення ВЕУ протягом тривалого проміжку часу, або дані від найближчих метеостанцій за той самий період. Проте такої інформації в мене не має і наскільки правдивими є дані отримані з відкритої мережі важко сказати. Я вважаю, що вони максимально наближені до реальних і цього має вистачити для розрахунку.

Окрім середньої швидкості вітру, що визначає його інтенсивність й ефективність використання вітрової енергії не менш важливим параметром є його повторюваність. Цей параметр показує, яку кількість часу, для певної висоти, вітри дули з тією чи іншою швидкістю. В таблиці 1.2.3 наведені річні дані повторюваності швидкості вітру у відсотках, в таблиці 1.2.4 – теж саме тільки в перерахунку в дні.

Таблиця 1.2.3 – Повторюваність швидкості вітру у відсотках

	0,5	1	2	3	4	5	6	7	8
Середньо річна швидкість вітру, %	1,5	3,4	6,3	9,7	12,5	14,9	14,6	13,0	9,5
	9	10	11	12	13	14	15	16	17
	5,3	3,5	2,5	1,3	0,5	0,2	0,1	0,1	0,1

Таблиця 1.2.4 – Повторюваність швидкості вітру у днях

	0,5	1	2	3	4	5	6	7	8
Середньо річна швидкість вітру, %	6	15	23	35	45	54	52	46	35
	9	10	11	12	13	14	15	16	17
	23	13	9	4	2	2	1	1	1

Окремо варто проговорити про блискавкозахист та захисне заземлення. Блискавкозахист вітряної електростанції є невід'ємною частиною, потреба в якій визначається з ризиків, якщо йдеться про безпеку обслуговуючого персоналу. Якщо ризики перебувають у прийнятних для людини межах, то потреба в блискавкозахисті вітряних електрогенераторів визначається в результаті зважування економічних витрат. Порівнюються витрати на систему блискавкозахисту і матеріальний збиток від потенційного удару блискавки. Вітроелектричні установки є висотними конструкціями, які часто піддаються прямим ударам блискавки. Грозовий розряд - це випадкове явище, на відміну від розрахованої ймовірності на основі середньорічних даних. Тому розрахований ризик являє собою всього лише імовірнісну характеристику, і відповідно, блискавкозахист вітряка в більшості випадків обов'язковий. У разі відсутності системи блискавкозахисту ВЕУ, потрапляння грозового розряду може призвести до пошкодження систем управління, електросистеми, лопатей, а також інших механічних деталей [5].

Блискавкозахист своєю чергою невід'ємно зв'язаний з захисним заземленням. Для цього потрібно знати опір ґрунту в місці встановлення. Можна скористатися онлайн картою для визначення типів ґрунтів [6]. Властивості ґрунту можуть суттєво вплинути на ефективність заземлення та безпеку електричних пристроїв. На рис. 1.2.2, видно, що здебільшого переважають чорноземи. Проте це якщо казати про верхній родючий шар ґрунту який в середньому не перевищує 40 см. На такій глибині прокладають горизонтальні заземлювачі. Вертикальні вкопують набагато глибше щонайменше 0,7 м від поверхні + довжина самого заземлювача. Тому й опір відповідно може виявитись більшим. Для вертикальних електродів питомий опір ґрунту має бути малим для забезпечення необхідного значення електричного опору контуру заземлення. Тому для визначення питомого опору нижнього шару ґрунту я буду орієнтуватися на глину.

					<b>MP 3.8.141.422 ПЗ</b>	Арк.
						15
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

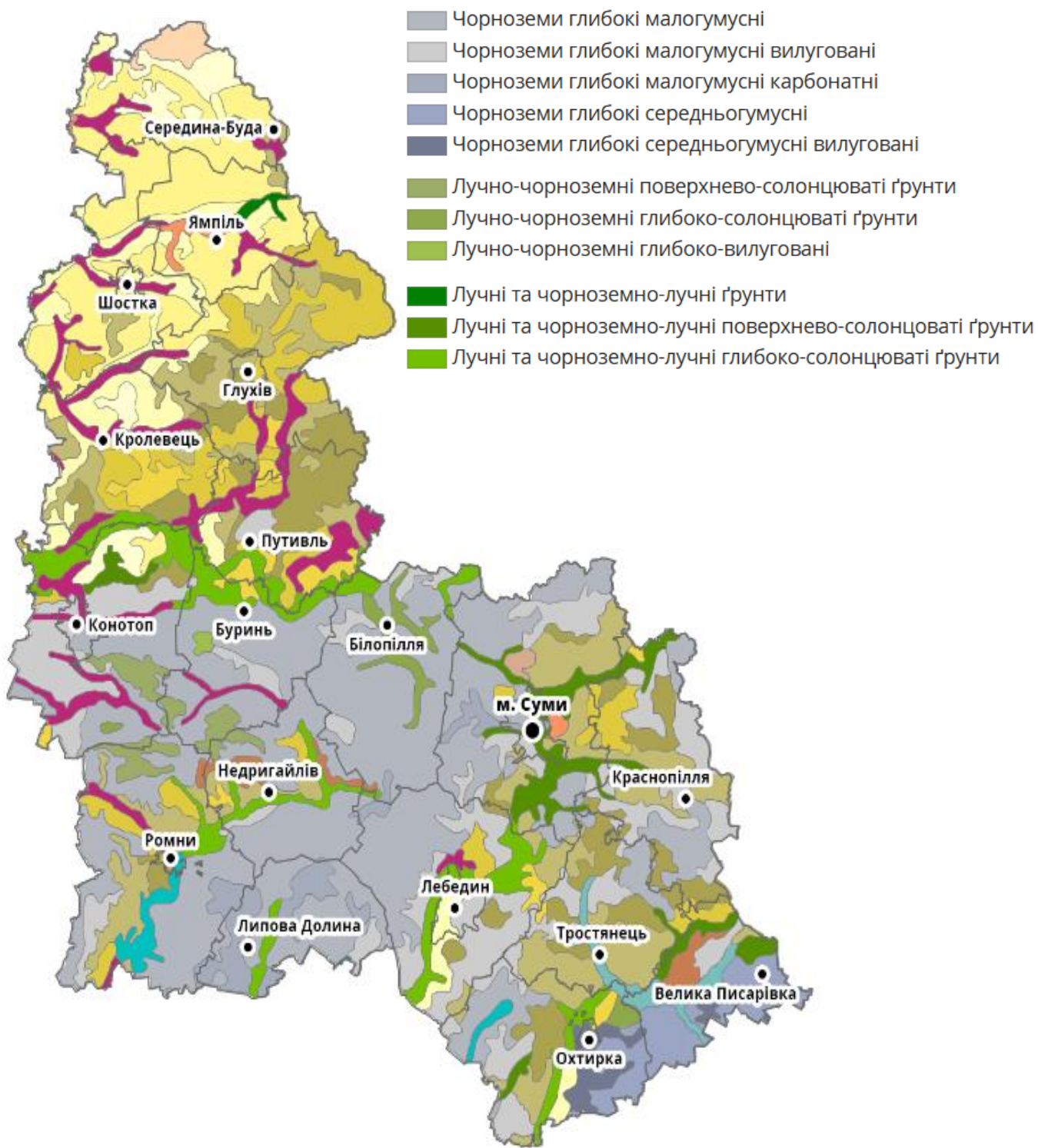


Рис. 1.2.2 – Карта ґрунтів

Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата

**MP 3.8.141.422 ПЗ**

Арк.

16



### 1.3 Класифікація ВЕУ

Розділ 1 має на меті визначити важливі початкові дані які потім будуть використовуватися при подальшому розрахунку або можуть впливати на нього. Здавалось би, що класифікація ВЕУ немає з цим нічого спільного. Вітряк як вітряк. Головне, щоб потужність підходила. Встановив і він буде працювати в будь-якому випадку. Проте це не правильний підхід. На вибір ВЕУ впливає багато факторів від основних параметрів окремих вітрогенераторів до режимів роботи ВЕУ в цілому. І для того, щоб бути впевненим, що ВЕУ та обладнання, яке буде використовуватися, вибрано правильно та не містить в собі зайвих елементів, що безумовно будуть впливати на надійність роботи та кінцеву вартість - робиться цей аналіз. Почну з параметрів окремих вітрогенераторів.

Параметри за якими можна вибирати вітрогенератори дуже багато. Якщо всі їх перераховувати не вистачить і паперу. Тому я вибрав основні на які особисто я буду звертати увагу при виборі:

- **Конструкція** – вітродвигуни, що використовуються в якості привода електрогенератора ВЕУ бувають або горизонтально осьовими або вертикально осьовими. Я буду використовувати в своїй роботі вітрогенератори горизонтально осьового типу. Через їх можливість самостійного пуску без додаткового приводу за рахунок зміни кута нахилу лопатей та через велике значення коефіцієнта використання енергії вітру;
- **Стартова швидкість вітру** - швидкість вітру за якої вітроустановка починає обертатися. Зазвичай знаходиться в діапазоні 2.5-3.5 м/с. Може бути вищою для машин з вузькими жорстко встановленими лопатями. Завищена стартова швидкість призводить до зниження сумарного вироблення енергії через часті простої;
- **Розрахункова швидкість вітру** - швидкість вітру, за якої вітроустановка досягає номінальної потужності. Зазвичай при перевищенні розрахункової швидкості вітру починає працювати система регулювання, яка обмежує подальше зростання обертів і потужності;

					<b>MP 3.8.141.422 ПЗ</b>	Арк.
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		17

- **Розмір ВЕУ** - зазвичай вказується діаметр вітротурбіни. площа вітротурбіни, що обдувається пропорційна квадрату її діаметра, а номінальна потужність і вироблення енергії вітроустановкою пропорційна площі вітроприймального пристрою. Таким чином, якщо діаметри вітроустановок різняться, наприклад у 1.5 рази, їхні енергетичні можливості різняться в  $1.5 \times 1.5 = 2.25$  рази;
- **Номінальна потужність** - потужність, що розвивається вітроустановкою за обраної розрахункової швидкості. Цей параметр часто помилково приймають за основний під час вибору і порівняння різних ВЕУ між собою. Насправді він не настільки важливий, оскільки практично ніколи навантаження не підключається до ВЕУ безпосередньо. Реальна потужність ВЕУ не дорівнює номінальній, а змінюється залежно від поточної швидкості вітру. Номінальна потужність вітроустановки пропорційна квадрату діаметра вітротурбіни і кубу обраної розрахункової швидкості.

Як я казав на початку, це не всі параметри вітрогенератора. Проте мені для моїх розрахунків має вистачити і їх. Куди важливо розібрати режими роботи самої ВЕС. Режим роботи ВЕС є найважливішим етапом при їх виборі. Адже залежно від режиму роботи можуть змінюватися параметри як самих вітрогенераторів, так і обладнання, що має бути встановлене та працювати разом з ним. Тому у загальному випадку генерувальні установки традиційних електричних станцій можна розділити на три основні групи:

- для покриття основного навантаження, характеризуються безперервним виробленням електричної енергії;
- для покриття проміжного навантаження, характеризуються циклічною роботою і змінною частиною сумарного графіка навантаження;
- для покриття пікових навантажень, створення енергетичного резерву.

У зв'язку з цим принципово можливе використання ВЕС в трьох основних режимах електропостачання: автономному, вибіркового і паралельному.

					<b>MP 3.8.141.422 ПЗ</b>	Арк.
						18
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

В даній роботі для мене практичний інтерес представляє лише автономний режим. Адже обладнання для інших двох майже однакове, відмінність лише у тому яку частку електроенергії потрібно буде компенсувати з мережі.

**Автономний режим** повинен передбачати повне забезпечення безперервного електропостачання споживача від вітроенергетичної установки протягом установленого терміну її експлуатації. Для цього використовують акумулювання електроенергії. Якщо кількість ВЕУ досить велика, а система накопичення енергії побудована з урахуванням вітрового режиму, то це дасть змогу усереднити сумарне вироблення електричної енергії, і в енергосистему буде безперервно надходити постійна магнітна потужність. У результаті електрична енергія вироблятиметься в будь-яку пору року. Нижче на рис. 1.3.1, а-б наведені структурні схеми генерування і використання електроенергії за автономної роботи ВЕУ. Замість випрямляча у другій схемі можливе застосування акумуляторних батарей.

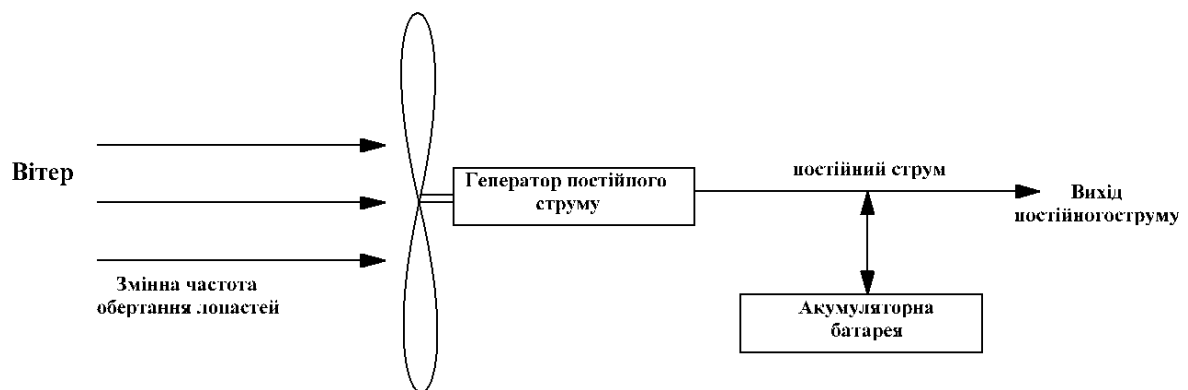


Рис 1.3.1, а – Структурна схема з використанням генератора постійного струму

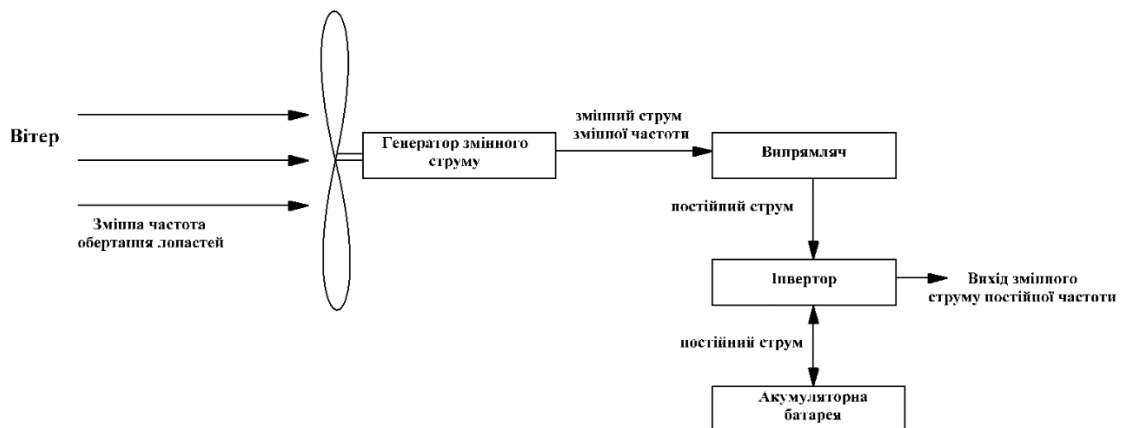


Рис.1.3.1, б – Структурна схема з використанням генератора змінного струму

Принципово можливе використання таких типів генераторів: синхронного; постійного струму; з постійними магнітами; асинхронного з фазним ротором.

**Використання синхронного генератора** недоцільне, оскільки ця електрична машина буде практично постійно працювати в перехідних режимах, що значно погіршує її експлуатаційні характеристики і, в кінцевому підсумку, призводить до зниження сумарного ККД.

**Для використання асинхронного генератора** необхідна наявність джерела реактивної потужності - батареї конденсаторів або синхронного компенсатора, під'єднаних до обмотки статора які потрібно враховувати під час оцінювання техніко-економічних показників. Використання асинхронного генератора із фазним ротором забезпечує високу швидкість при регулюванні вироблюваної магнітної потужності і значну гнучкість при узгодженні із заданим режимом експлуатації.

**Застосування генераторів постійного струму** є неекономічним через велику вартість і створення додаткових складнощів електромеханічного характеру, оскільки внаслідок засмічення електричної машини пилом, що утворюється під час спрацьовування щіток, що також посилюється коливаннями крутного моменту і погіршенням умов комутації, необхідно частіше проводити технічне обслуговування.

**Генератор із постійними магнітами** має певну перевагу в плані забезпечення відносно високого ККД, проте останній досягається за високої частоти обертання ротора і можливий тільки для малих потужностей.

Як видно, вибір генераторів котрі можуть бути встановлені доволі великий. І це ще не весь список. Проте особисто я при виборі вітрогенератора буду звертати увагу на використання в них генераторів змінного струму або з використанням постійних магнітів або асинхронного генератора с фазним чи короткозамкненим ротором. Останньому потрібно буде підбирати конденсаторну батарею, що не несе значних додаткових витрат [1].

					<b>MP 3.8.141.422 ПЗ</b>	Арк.
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		20

## РОЗДІЛ 2. ЕЛЕКТРОТЕХНІЧНИЙ РОЗРАХУНОК

### 2.1 Розрахунок електричного навантаження підприємства

Для початку потрібно розрахувати сумарну активну потужність споживачів навантаження використовуючи вихідні дані з таблиці 1.1.1. Сумарне активне навантаження знаходиться за формулою:

$$P_{\Sigma} = P_{1-2} + P_3 + P_4 + P_5 + P_6 + P_7 + P_{8-10} + P_{11-12} + P_{13-14} \quad (2.1.1)$$

Підставляючи дані отримуємо:

$$P_{\Sigma} = 7 * 2 + 3 + 4,5 + 2,5 + 3,5 + 1,6 + 1,5 * 3 + 5 * 2 + 4 * 2 = 51,6 \text{ кВт}$$

Враховуючи коефіцієнт одночасності настання максимальних потужностей окремих навантажень отримаємо:

$$P_{\text{РОЗР}} = P_{\Sigma} * k_{\text{од}} \quad (2.1.2)$$

Розрахункове максимальне навантаження не може бути визначене простим підсумовуванням максимальних навантажень окремих споживачів, оскільки максимум навантаження споживачів може бути не в один і той самий час. Тому визначення розрахункового навантаження проводиться, як правило, з використанням так званого коефіцієнта одночасності максимумів навантаження. Коефіцієнт одночасності максимумів навантаження  $K_{\text{од}}$  враховує навантаження окремих споживачів, що формують навантаження спільного елемента мережі, у момент максимуму результуючого графіка навантаження. Коефіцієнт одночасності максимумів навантаження  $K_{\text{од}} \leq 1$ . Для ранкового максимуму силового навантаження промислового об'єкта  $K_{\text{од}} = 0,7 \dots 0,95$  [7].

Приймаємо  $K_{\text{од}} = 0,9$  тоді:

$$P_{\text{РОЗР}} = P_{\Sigma} * k_{\text{од}} = 51,6 * 0,9 = 46,44 \text{ кВт}$$

Сумарне розрахункове реактивне навантаження знаходиться за формулою:

$$Q_{\text{РОЗР}} = \sum Q_i = \sum P_i * tg(\varphi)_i \quad (2.1.3)$$

де  $Q_i$  – реактивна потужність окремого споживача, кВАр.

					<b>MP 3.8.141.422 ПЗ</b>	Арк.
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		21

Тангенс кута  $\varphi$  знаходиться за формулою:

$$tg(\varphi)_i = \sqrt{\frac{1}{\cos(\varphi)_i^2} - 1} \quad (2.1.4)$$

Повна потужність розраховується за формулою:

$$S_{\text{РОЗР}} = \sqrt{P_{\text{РОЗР}}^2 + Q_{\text{РОЗР}}^2} \quad (2.1.5)$$

Розрахуємо реактивну потужність для кожного споживача:

$$Q_{1-2} = P_{1-2} * \sqrt{\frac{1}{\cos(\varphi)_{1-2}^2} - 1} = 7 * \sqrt{\frac{1}{0,4^2} - 1} = 16,04 \text{ кВАр}$$

$$Q_3 = P_3 * \sqrt{\frac{1}{\cos(\varphi)_3^2} - 1} = 3 * \sqrt{\frac{1}{0,4^2} - 1} = 6,87 \text{ кВАр}$$

$$Q_4 = P_4 * \sqrt{\frac{1}{\cos(\varphi)_4^2} - 1} = 4,5 * \sqrt{\frac{1}{0,45^2} - 1} = 8,93 \text{ кВАр}$$

$$Q_5 = P_5 * \sqrt{\frac{1}{\cos(\varphi)_5^2} - 1} = 2,5 * \sqrt{\frac{1}{0,45^2} - 1} = 4,96 \text{ кВАр}$$

$$Q_6 = P_6 * \sqrt{\frac{1}{\cos(\varphi)_6^2} - 1} = 3,5 * \sqrt{\frac{1}{1^2} - 1} = 0 \text{ кВАр}$$

$$Q_7 = P_7 * \sqrt{\frac{1}{\cos(\varphi)_7^2} - 1} = 1,6 * \sqrt{\frac{1}{0,4^2} - 1} = 3,67 \text{ кВАр}$$

$$Q_{8-10} = P_{8-10} * \sqrt{\frac{1}{\cos(\varphi)_{8-10}^2} - 1} = 1,5 * \sqrt{\frac{1}{0,8^2} - 1} = 1,13 \text{ кВАр}$$

$$Q_{11-12} = P_{11-12} * \sqrt{\frac{1}{\cos(\varphi)_{11-12}^2} - 1} = 1,5 * \sqrt{\frac{1}{0,85^2} - 1} = 3,1 \text{ кВАр}$$

$$Q_{13-14} = P_{13-14} * \sqrt{\frac{1}{\cos(\varphi)_{13-14}^2} - 1} = 4 * \sqrt{\frac{1}{1^2} - 1} = 0 \text{ кВАр}$$

					<b>МР 3.8.141.422 ПЗ</b>	Арк.
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		22

Підставляючи отримані значення у формулу 2.1.3 отримуємо:

$$Q_{\text{РОЗР}} = 16,04 * 2 + 6,87 + 8,93 + 4,96 + 3,67 + 1,13 * 3 + 3,1 * 2 = 66,08 \text{ кВАр}$$

Всі необхідні дані у нас є, тож повна потужність буде дорівнювати:

$$S_{\text{РОЗР}} = \sqrt{P_{\text{РОЗР}}^2 + Q_{\text{РОЗР}}^2} = \sqrt{46,44^2 + 66,08^2} = 80,77 \text{ кВА}$$

Знаючи графіки навантаження у відсотках (таблиця 1.1.1 – 1.1.2) та повну розрахункову потужність підприємства, визначимо споживану потужність в зимові та літній періоди. Розрахунки будуть представлені у вигляді таблиці 2.1.1 – 2.1.2, добові графіки споживаної потужності на рис. 2.1.1 – 2.1.2 відповідно.

Таблиця 2.1.1 – Споживана потужність підприємства у зимній період

Час доби	0-2	2-4	4-6	6-8	8-10	10-12	12-14	14-16	16-18	18-20	20-22	22-24
%	20	20	20	60	100	100	80	90	90	60	30	30
P, кВт	9,29	9,29	9,29	27,86	46,44	46,44	37,15	41,80	41,80	27,86	13,93	13,93
Q, кВАр	13,22	13,22	13,22	39,65	66,08	66,08	52,86	59,47	59,47	39,65	19,82	19,82
S, кВА	16,15	16,15	16,15	48,46	80,77	80,77	64,61	72,69	72,69	48,46	24,23	24,23

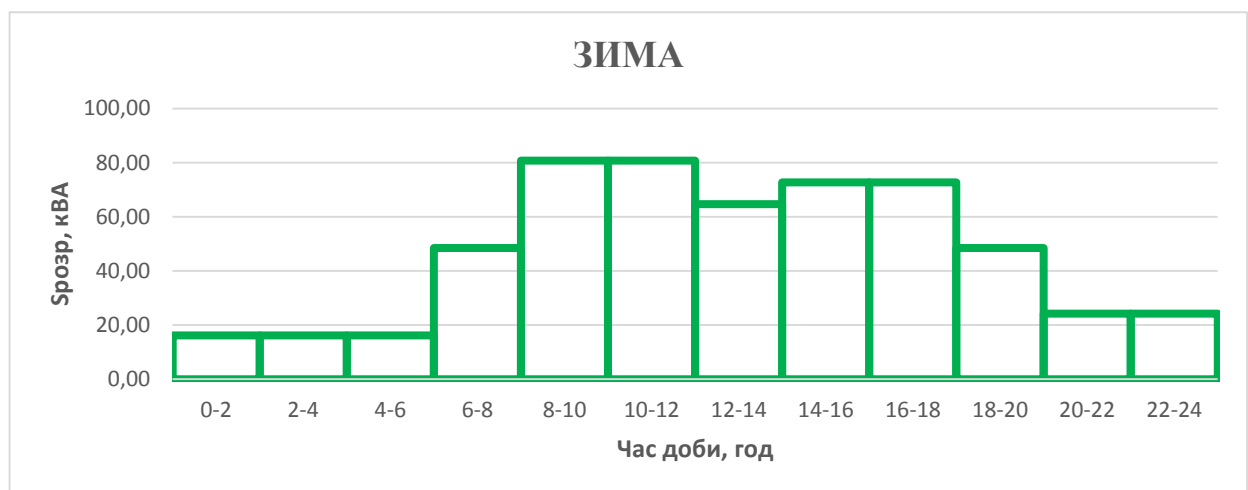


Рис. 2.1.1 – Добовий графік споживання потужності в зимовий період

Таблиця 2.1.2 – Споживана потужність підприємства у літній період

Час доби	0-2	2-4	4-6	6-8	8-10	10-12	12-14	14-16	16-18	18-20	20-22	22-24
%	10	10	10	80	80	80	60	60	60	50	40	20
P, кВт	4,64	4,64	4,64	37,15	37,15	37,15	27,86	27,86	27,86	23,22	18,58	9,29
Q, кВАр	6,61	6,61	6,61	52,86	52,86	52,86	39,65	39,65	39,65	33,04	26,43	13,22
S, кВА	8,08	8,08	8,08	64,61	64,61	64,61	48,46	48,46	48,46	40,38	32,31	16,15

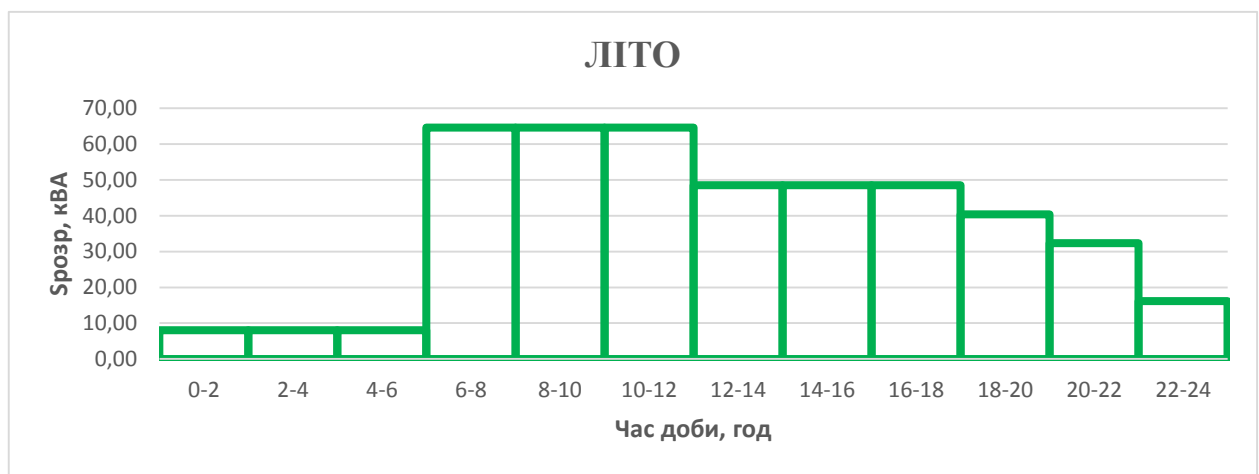


Рис. 2.1.2 – Добовий графік споживання потужності у літній період

Річний графік навантаження, використовуючи дані з таблиць 2.1.1-2.1.2 буде мати наступний вигляд:



Рис. 2.1.3 – Річний графік споживання потужності



У вигляді цифр формула сумарної потужності, що споживається підприємством за рік, матиме наступний вигляд:

$$W_n = \left( \sum S_i * T_i \right) * n_3 + \left( \sum S_i * T_i \right) * n_{\text{Л}} \quad (2.1.6)$$

де  $n_3$  – кількість зимових днів – 215;

$n_{\text{Л}}$  – кількість літніх днів – 150;

$T_i$  – 2 год.

Підставляючи числа у формулу отримуємо:

$$W_n = (565,36 * 2) * 215 + (452,26 * 2) * 150 = 379\,213 \text{ кВА} = 379,213 \text{ МВА} * \text{год}$$

## 2.2 Перевірка правильності встановленого обладнання

На цьому етапі варто перевірити схему з рис. 1.1.1 на правильність встановлених автоматичних вимикачів та вибраних перерізів прокладених кабелів. Використовуючи дані активної потужності с таблиці 1.1.1 та розрахованої раніше реактивної потужності за формулою 2.1.3, підставивши все в формулу для повної потужності 2.1.5 - можна знайти розрахунковий струм в кожній лінії використовуючи наступну формулу для його знаходження:

$$I_i = \frac{S_i}{U_{\text{НОМ}} * \sqrt{3}} \quad (2.2.1)$$

Згідно ПУЕ, 3.1.32 Мережу можна вважати захищеною від струмів перевантажень, якщо одночасно виконано умови:

$$I_{\text{В}} \leq I_{\text{N}} \leq I_{\text{Z}}, \quad (2.2.2)$$

$$I_2 \leq k \cdot I_{\text{Z}}, \quad (2.2.3)$$

де  $I_{\text{В}}$  – найбільша розрахункова сила струму навантаження, А;

$I_{\text{N}}$  – номінальна сила струму апарата захисту, А (для апаратів захисту з регульованими характеристиками номінальною силою струму є сила струму обраної уставки);

$I_{\text{Z}}$  – тривало - допустима сила струму кабелю (проводу), А;

$I_2$  – сила струму, яка забезпечує надійне спрацювання апарата захисту, А;

$k$  – коефіцієнт:  $k = 1,45$  – у разі захисту мережі плавкими запобіжниками;  $k = 1,3$

					<b>МР 3.8.141.422 ПЗ</b>	Арк.
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		25

– у разі захисту мережі автоматичними вимикачами з тепловими розчіплювачами;  $k = 1,15$  – у разі захисту мережі автоматичними вимикачами з електронними розчіплювачами.

Тривало допустимий струм для кабелів з мідними та алюмінієвими жилами буде взятий з таблиці 2.2.1.

Таблиця 2.2.1 – Переріз кабелів в залежності від типу проводки

Переріз кабелю, мм <sup>2</sup>	Проводка з мідними жилами			Проводка з алюмінієвими жилами		
	Струм, А	Потужність, кВт за однофазної мережі	Потужність, кВт за трифазної мережі	Струм, А	Потужність, кВт за однофазної мережі	Потужність, кВт за трифазної мережі
0,5	11	2,4	-	-	-	-
0,75	15	3,3	-	-	-	-
1,0	17	3,7	6,4	-	-	-
1,5	23	5,0	8,7	-	-	-
2,0	26	5,7	9,8	21	4,6	7,9
2,5	30	6,6	11,0	24	5,2	9,1
4,0	41	9,0	15,0	32	7,0	12,0
6,0	50	11,0	19,0	39	8,5	14,0
10,0	80	17,0	30,0	60	13,0	22,0
16,0	100	22,0	38,0	75	16,0	28,0
25,0	140	30,0	53,0	105	23,0	39,0
35,0	170	37,0	64,0	130	28,0	49,0

Згідно того ж ПУЕ, у другому розділі «ПЕРЕДАВАННЯ ЕЛЕКТРОЕНЕРГІЇ» для застосування мідних або алюмінієвих дротів та їх перерізу говориться: «Таблиця 2.1.1 – Найменші перерізи струмовідних жил в електропроводці за умови механічної міцності. У будівлях слід застосовувати кабелі та дроти для силових та освітлюваних ліній з мідними жилами з мінімальним перерізом 1,5 мм<sup>2</sup> [8]. Тому якщо розрахунковий переріз виявиться меншим за 1,5 мм<sup>2</sup> він буде обґрунтовано округлений до мінімально необхідного. Отримані дані розрахунку зручно відобразити у вигляді таблиці 2.2.2.

					<b>MP 3.8.141.422 ПЗ</b>	Арк.
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		26

Таблиця 2.2.2. – Результати перевірки

Найменування ЕП	P, кВт	Q, кВАр	S, кВА	I <sub>B</sub> , А	I <sub>N</sub> , А	I <sub>Z</sub> , А	S, мм	I <sub>2</sub> , А	k*I <sub>Z</sub>
Токарні верстати	7x2	16,04	17,50	26,59	32	41	4,0	46,4	53,3
Свердлильні верстати	3	6,87	7,50	11,39	13	23	1,5	18,85	29,9
Фрезерні верстати	4,5	8,93	10,00	15,19	16	23	1,5	23,2	29,9
Точильне обладнання	2,5	4,96	5,55	8,44	10	23	1,5	14,5	29,9
Печі опору	3,5	0	3,50	5,32	6	23	1,5	8,7	29,9
Зварювальні трансформатори	1,6	3,67	4,00	6,08	10	23	1,5	14,5	29,9
Вентилятори	1,5x3	1,13	4,64	7,05	10	23	1,5	14,5	29,9
Насоси	5x2	3,1	10,47	15,91	20	23	1,5	29	29,9
Освітлення	4	0	4,00	6,08	10	23	1,5	14,5	29,9
Освітлення	4	0	4,00	6,08	10	23	1,5	14,5	29,9
<b>РАЗОМ</b>	<b>51,6</b>	<b>66,1</b>	<b>83,86</b>	<b>127,41</b>	<b>140</b>	<b>170</b>	<b>35,0</b>	<b>203</b>	<b>221</b>

Як видно з таблиці, всі наявні автоматичні вимикачі та кабелі підібрані правильно. Коефіцієнт k в цьому випадку дорівнював – 1,3. Тепер можна переходити до перевірки встановленого лічильника активної та реактивної енергії, а саме трансформаторів струму, що використовуються.

					<b>MP 3.8.141.422 ПЗ</b>	Арк.
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		27

Важливих параметрів у лічильника насправді два: перший це клас точності, другий – коефіцієнт трансформації. Почнемо з першого. Згідно ПУЕ п.1.5.16 табл. 1.5.2 – Класи точності трансформаторів струму і трансформаторів напруги, для 0,4 кВ з приєднуваною потужністю понад 50 кВт має застосовуватись трансформатор з класом точності – 0,5S. Цей параметр вказаний вірно.

Перевірка встановленого трансформатора з використанням коефіцієнта трансформації буде проводитися згідно ПУЕ п.1.5.17 «Дозволено застосовувати трансформатори струму із завищеним коефіцієнтом трансформації (за умов електродинамічної та термічної стійкості або захисту шин), якщо: – у разі застосування трансформаторів струму класу точності 0,5S за максимального навантаження в точці обліку струму вторинній обмотці трансформатора струму становитиме не менше ніж 40 % номінального струму лічильника, а за мінімального навантаження – не менше ніж 5 %» [8].

Встановлений трансформатор має номінал 150/5 А. Коефіцієнт трансформації знаходиться за формулою:

$$K_T = I_1 / I_2 \quad (2.2.4)$$

де  $I_1$  – номінальний первинний струм, А;

$I_2$  – номінальний вторинний струм, А.

Підставляючи дані у формулу отримаємо коефіцієнт трансформації рівний:

$$K_T = \frac{150}{5} = 30$$

Максимальний робочий струм, що споживає підприємство, згідно таблиці 2.2.2 –  $I_{MAX} = 127,41$  А, мінімальний робочий струм розраховано за формулою 2.2.1 при навантаженні  $S_1 = 8,08$  кВА взятого з таблиці 2.1.2 – Споживана потужність для літнього періоду, дорівнює -  $I_{MIN} = 12,28$  А. Повинні виконуватись наступні умови:

$$I_{MAX} / K_T > I_2 * 40\% \quad (2.2.5)$$

$$I_{MIN} / K_T > I_2 * 5\% \quad (2.2.6)$$

Маючи всі необхідні дані отримуємо:

$$\frac{127,41}{30} > 5 * 40\% = 4,25 > 2$$

					<b>MP 3.8.141.422 ПЗ</b>	Арк.
						28
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

$$\frac{12,28}{30} > 5 * 5\% = 0,41 > 0,25$$

Умови виконуються отже встановлені трансформатори струму були підібрані вірно.

### 2.3 Розрахунок необхідної потужності ВЕУ

Як було проговорено раніше, основною задачею встановлення ВЕУ є досягнення максимальної, наскільки це можливо, автономності підприємства від центральної енергомережі протягом року. Через те, що справне функціонування центральної енергомережі в наш час є малопередбачуваним. Для досягнення цієї мети мало лише самих вітрогенераторів, потрібні акумуляторні батареї. Від швидкості заряду цих батарей і буде залежати потужність самого вітрогенератора. Чим потужніший вітрогенератор, тим швидше будуть заряджатися акумуляторні батареї і тим менше шансів залишитися без електроенергії взагалі.

Для розрахунку мені потрібне середнє споживання електроенергії підприємством за годину. Через те, що взимку споживання більше, то краще взяти дані з таблиці 2.1.1. Мені потрібна тільки активна складова тому  $P_{СЕР} = 27,09$  кВт\*год. Швидкість заряджання акумуляторних батарей повинна складати щонайменше 27,09 кВт\*год. У місці встановлення вітрогенератора доволі низька середньорічна швидкість вітру, що дасть можливість вітроустановці працювати приблизно на 30-40% від його номінальної потужності. Звідси випливає, що номінальна потужність вітрогенератора повинна складати щонайменше 90,3 кВт ( $27,09/30\% = 90,3$  кВт). Можна обрати або один потужний вітрогенератор або всиновити три вітрогенератори по 30 кВт кожен. Встановлення одного потужного вітрогенератора доцільне лише тоді, коли мало вільного місця та середньорічна швидкість вітру доволі висока. Менш потужні вітрогенератори потужністю 30 кВт мають меншу початкову робочу швидкість вітру, меншу висоту встановлення, проте вимагають більше місця для встановлення та більше обладнання. Вільне місце не є перешкодою тому будуть вибрані три вітрогенератори потужністю 30 кВт кожен. Більш детальні характеристики потрібного вітрогенератора наведені в таблиці 2.3.1.

					<b>MP 3.8.141.422 ПЗ</b>	Арк.
						29
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Таблиця 2.3.1 – Технічні характеристики вітрогенератора Condor Air 30 кВт

Параметр	Значення	Одиниця виміру
Діаметр вітроколеса	13	м
Кількість лопатей	3	шт
Номінальна кількість обертів ротора	25-30	об/хв
Номінальна потужність	30 000	Вт
Максимальна потужність	32 000	Вт
Номінальна напруга	580	В
Номінальна швидкість вітру	7,5	м/с
Робоча швидкість вітру	3-20	м/с
Рекомендована висота щогли	18	м
Вага вітрогенератора (без щогли)	1730	кг
Коефіцієнт використання вітру	> 0,42	-
Тип генератора	Асинхронний трифазний генератор	-
Частота на виході генератора	0-50	Гц
Номінальний змінний струм	100	А
Максимальний змінний струм	110	А
Рекомендована ємність АКБ	150	А*год
Ефективність системи перетворення	> 0,85	-
Рівень шуму не більше	55	Дб

					<b>MP 3.8.141.422 ПЗ</b>	Арк.
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		30

Вихідна потужність вітрогенератора, залежно від швидкості вітру, розраховується за формулою:

$$P_B = 0,5 * \xi * \pi * D * \rho * V_{CP}^3 * \eta_G * \eta_{II} \quad (2.3.1)$$

де  $\xi$  – коефіцієнт використання вітру, 0,42;

$D$  – діаметр ротора вітрогенератора, 13 м;

$\rho$  – густина повітря, 1,2041 кг/м<sup>3</sup>;

$V_{СЕР}$  – середньорічна швидкість вітру, для 10 м – 4,41 м/с;

$\eta_G$  – ККД генератора, в середньому 0,85;

$\eta_{II}$  – ККД перетворювача, в середньому 0,7-0,9.

Маючи усі необхідні дані можна знайти залежність потужності вітрогенератора від швидкості вітру та побудувати графік залежності. Розрахунки зручно надати у вигляді таблиці.

Таблиця 2.3.2 – Залежність потужності вітрогенератора від швидкості вітру

Швидкість вітру, м/с	Потужність вітрогенератора, кВт
1	-
2	-
3	0,17
4	0,39
5	0,77
6	1,33
7	2,11
8	3,14
9	4,48
10	6,14
11	8,17
12	10,61
13	13,49
14	16,85

Продовження таблиці 2.3.2

15	20,73
16	25,16
17	30,17
18	-
19	-
20	-

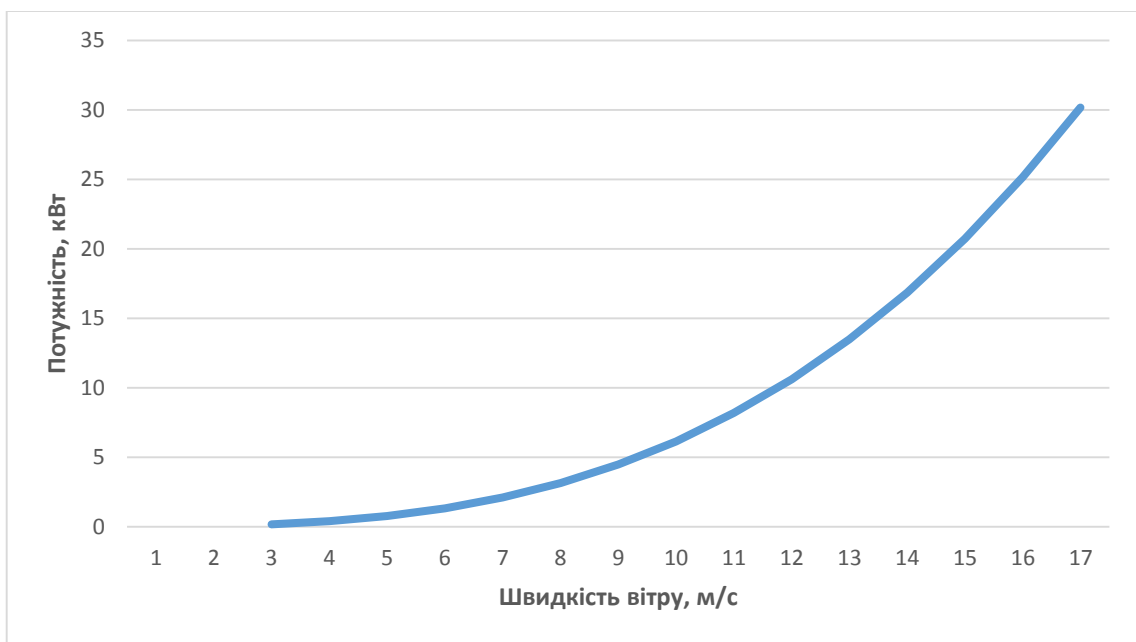


Рис. 2.3.1 – Графік залежності потужності вітрогенератора від швидкості вітру

Як видно з отриманих даних, на швидкостях вітру 1-2 м/с генератор не виробляє електроенергії зовсім, а при швидкості вітру 17 м/с не досягає свого максимуму – 32,0 кВт. Вітри швидкістю понад 17 м/с в даному регіоні тривало не зустрічаються. Річна кількість електроенергії, що виробляється ВЕС знаходиться за формулою:

$$W_{\text{РІЧ}} = \sum T_I * P_I \quad (2.3.2)$$

де  $T_I$  - кількість годин у році з певною швидкістю вітру, таблиця 1.2.4;

$P_I$  – відповідна потужність вітрогенератора, таблиця 2.3.2, кВт.

Отримані результати зручно надати у вигляді таблиці.



Таблиця 2.3.3 – Сумарна енергія, що генерується ВЕС протягом року

м/с	Кількість днів	Ті, год	Рі, кВт*год
1	-	-	-
2	-	-	-
3	35	840	417,87
4	45	1080	1273,49
5	54	1296	2984,75
6	52	1248	4966,63
7	46	1104	6976,80
8	35	840	7923,96
9	23	552	7414,12
10	13	312	5748,41
11	9	216	5296,94
12	4	96	3056,38
13	4	96	3885,92
14	2	48	2426,71
15	1	24	1492,38
16	1	24	1811,19
17	1	24	2172,46
18	-	-	-
19	-	-	-
20	-	-	-
<b>Всього</b>			<b>57 848,01</b>

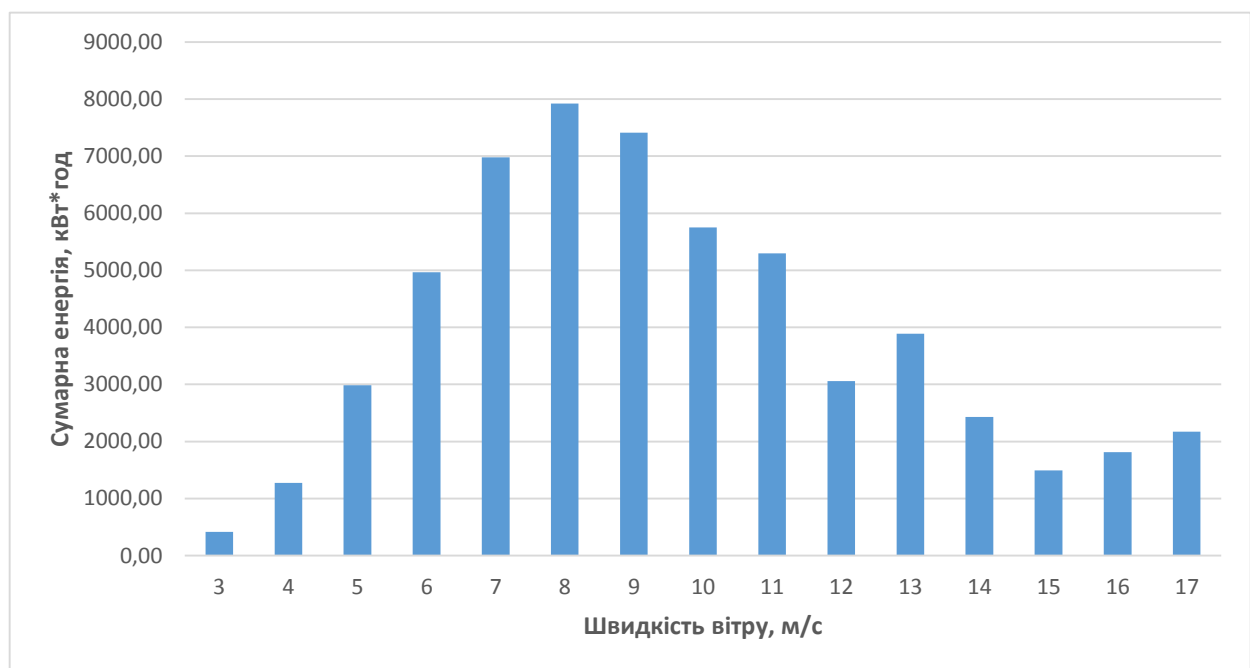


Рис. 2.3.2 – Графік сумарної енергії генерованої ВЕС протягом року

З отриманих результатів можна сказати, що енергії катастрофічно не вистачає. Якщо для заряджання акумуляторних батарей тільки для одного часу роботи потрібно поповнювати  $P_{\text{СЕР}} = 27,09$  кВт\*год, то дана ВЕС з трьома 30 кВт генераторами зможе видати в середньому лише 6,7 кВт\*год ( $57\ 848,01/12/30/24 = 6,7$  кВт\*год), що в 4,04 разів менше ніж потрібно. Про повну автономію в такому випадку й мови йти не може. Тоді знову таки можна обрати або більш потужні вітрогенератори або збільшувати кількість тих, що вже є. Якщо обирати більш потужні, наприклад по 60 кВт, тобто у 2 рази потужніші, то їх все одно знадобиться щонайменше 9 шт. А якщо збільшувати кількість тих, що вже були обрані раніше, то має вистачити 12 ( $3*4,04 = 12,12$ ).

Таблиця 2.3.4 – Сумарна енергія, що генерується ВЕС протягом року

м/с	Кількість днів	Ti, год	Pi, кВт*год
1	-	-	-
2	-	-	-
3	35	840	1671,46
4	45	1080	5093,97
5	54	1296	11 939,00
6	52	1248	19 866,50
7	46	1104	27 907,20
8	35	840	31 695,84
9	23	552	29 656,48
10	13	312	22 993,64
11	9	216	21 187,75
12	4	96	12 225,54
13	4	96	15 543,70
14	2	48	9706,85
15	1	24	5969,50
16	1	24	7244,76
17	1	24	8689,83
18	-	-	-
19	-	-	-
20	-	-	-
<b>Всього</b>			<b>231 392,04</b>

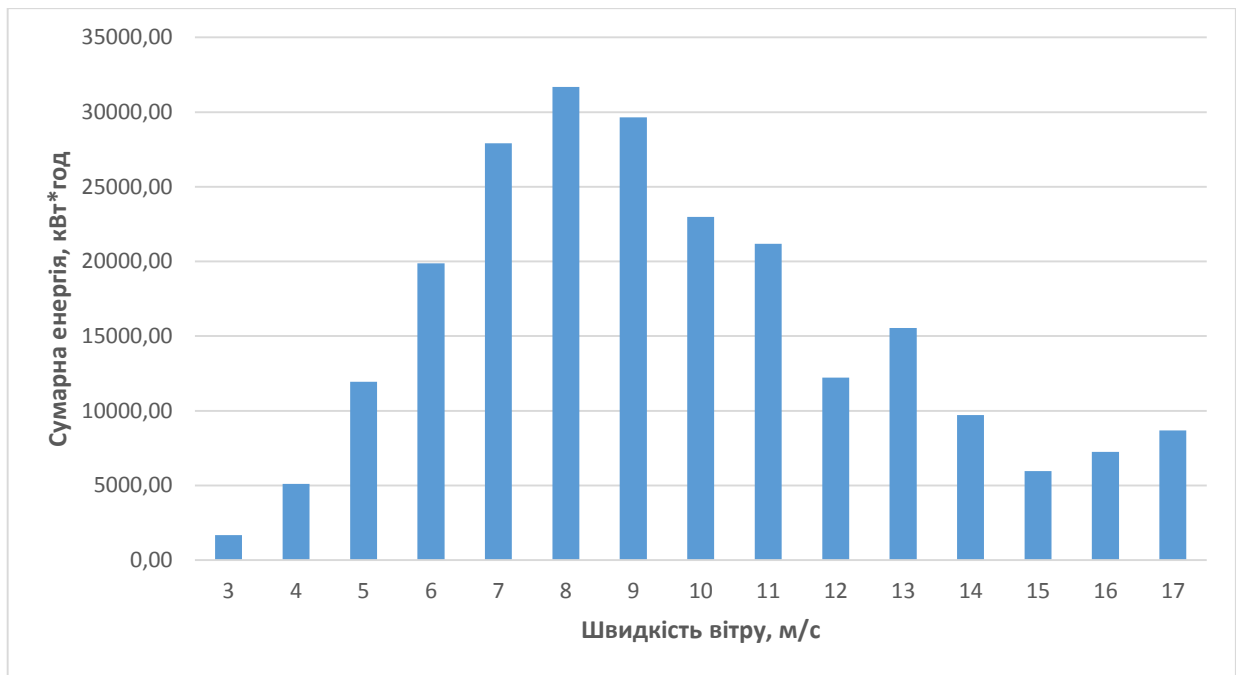


Рис. 2.3.3 – Графік сумарної енергії генерованої ВЕС протягом року

За такої кількості вітрогенераторів система в середньому зможе видавати 26,78 кВт\*год ( $231\,392,04/12/30/24 = 26,78$  кВт\*год), що в цілому близько до потрібного значення. Схематичне зображення роботи ВЕС в цілому та окремо його електричної частини показано на рис. 2.3.4 та 2.3.5 відповідно.

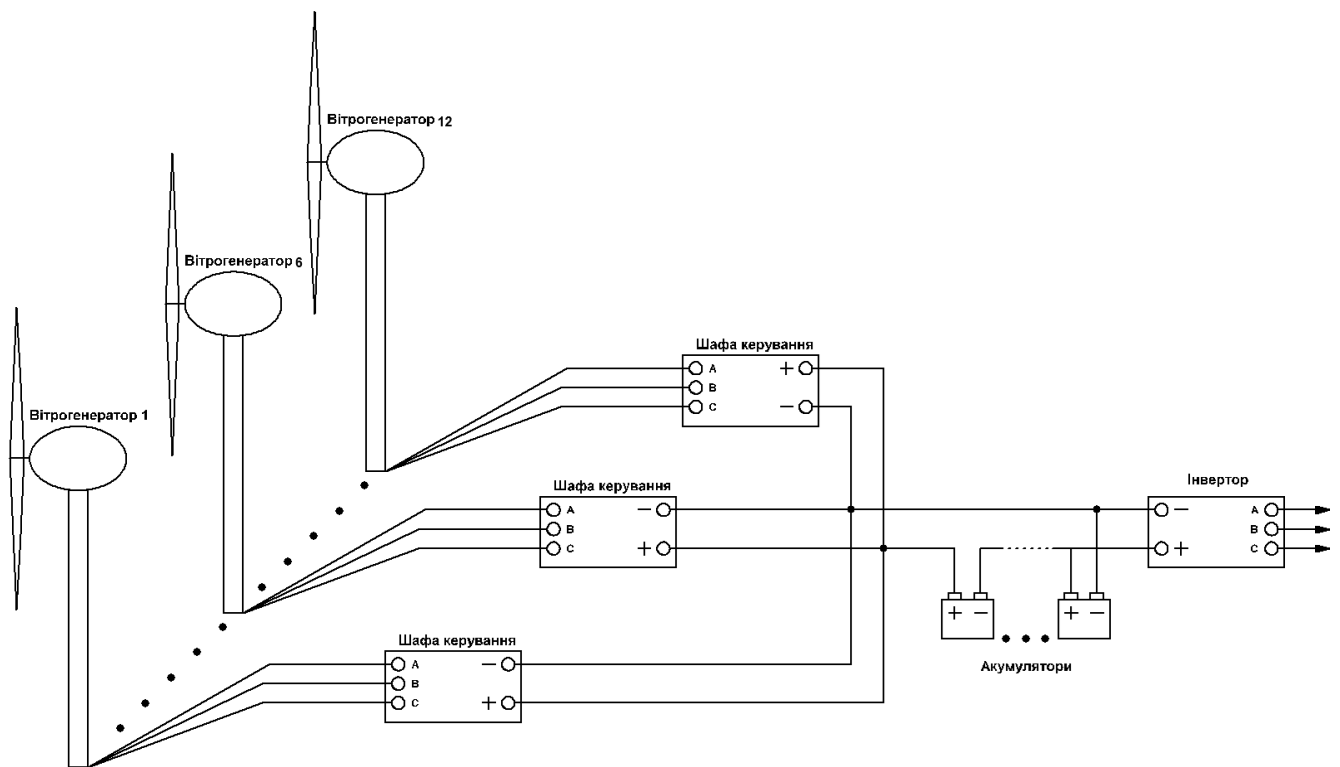


Рис. 2.3.4 – Схема роботи ВЕС

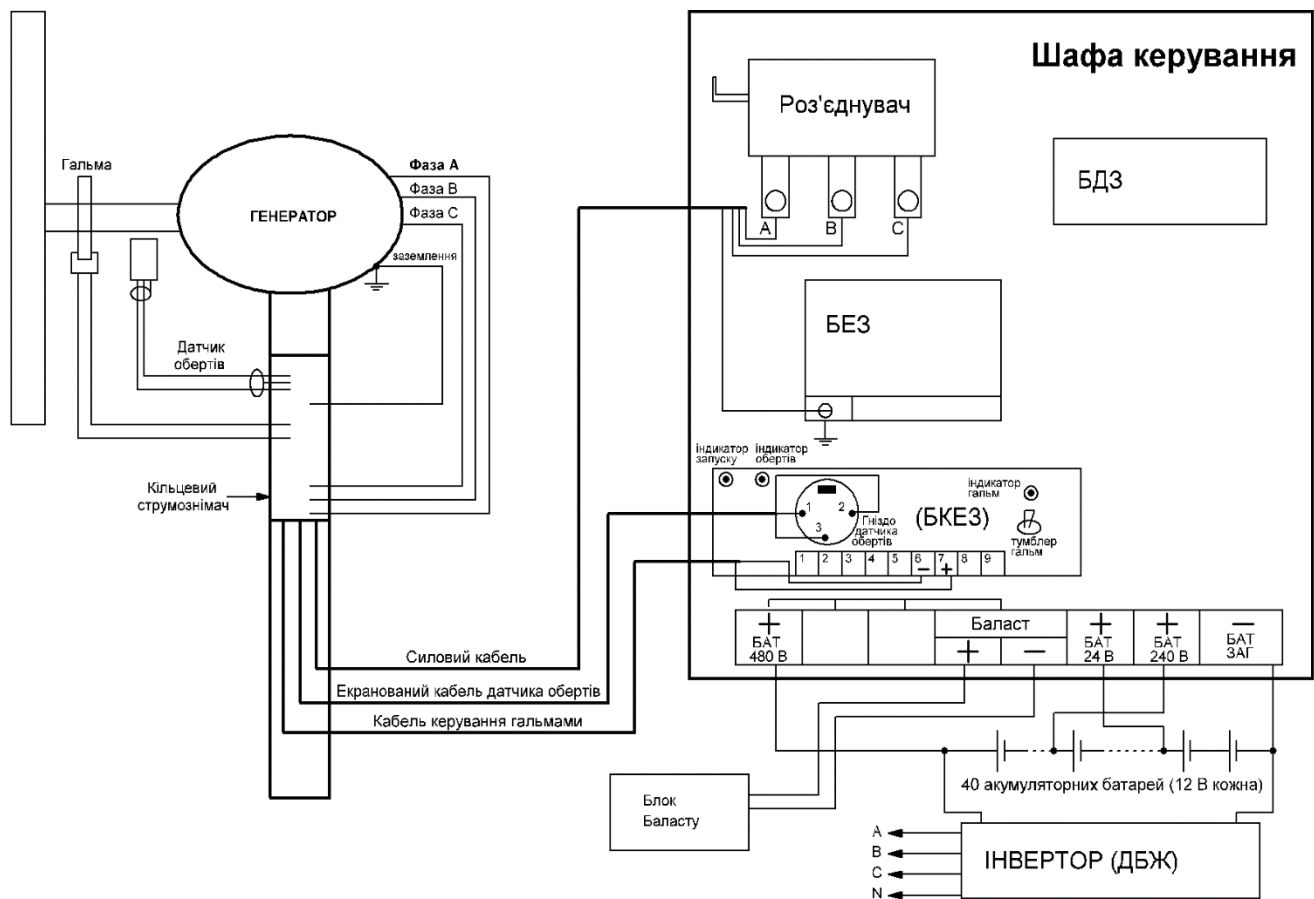


Рис. 2.3.5 – Електрична частина ВЕУ

Трішки детальніше про електричну частину ВЕУ. На рис. 2.3.5 зображено електричну частину ВЕУ. В гондолі у вітрогенератора знаходиться власне генератор, датчик обертів і механізм гальмування. Нижче датчика обертів знаходиться кільцевий струмознімач. Він потрібен для того, щоб запобігти закручуванню кабелю, що відходять із гондоли. Від гондоли відходять три кабелі: перший – силовий чотирижильний кабель, другий – дво жильний екранований кабель датчика обертів, третій – дво жильний кабель керування гальмами. Всі вони приходять на шафу керування.

**Шафа керування (ШК)** потрібна для автоматичного регулювання збудження генератора та підтримки стабільної напруги для заряджання акумуляторів, а також для керування гальмами. Шафа керування складається із декількох частин: блок електронного збудження (БЕЗ); блок керування блоком збудження (БКЕЗ); блок керування баластом, трифазний мостовий випрямляч; блок динамічного збудження

(БДЗ), перекидний рубильник разом з запобіжниками. За верхнього положення руків'я рубильника генератор ВЕУ підключений до БЕЗ та його збудження відбувається через БЕЗ яким керує БКЕЗ. При наявності вітру генератор починає обертатися. За досягнення 4 об/хв вітрового колеса сигнал з датчика обертів надходить на БКЕЗ та відбувається пуск БЕЗ. Від швидкості вітру залежить генерація. За нижнього положення руків'я рубильника ВЕУ генератор підключений до БДЗ (конденсаторний блок). При цьому збудження генератора відбувається без БЕЗ та БКЕЗ. В цьому режимі збудження генератора відбувається за частоти обертання ротора 24 об/хв. Потім напруга випрямляється три фазним мостом і надходить до АКБ. Цей режим використовується у разі виходу з ладу БЕЗ та БКЕЗ.

**Блок керування баластом** ввімкнений постійно незалежно від положення руків'я роз'єднувача. При досягненні максимальної напруги (14,5 В) на кожному з елементів акумуляторної батареї, що складається з 40 окремих акумуляторів по 12 В кожна, блок керування баластом вмикає через транзисторні ключі блок баласту до цих акумуляторів. Ключі блоку керування баластом працюють в режимі широтно-імпульсної модуляції. Таким чином відбувається відвід надлишку потужності та стабілізація напруги АКБ. Якщо вимкнути блок баласту, відбудеться перенапруга на АКБ та вітрогенератор почне неконтрольовано обертатися, що є аварійним режимом роботи. Блок баласту складається з реброваних ТЕНів.

**Акумуляторна батарея** накопичує електроенергію для її використання у години коли немає вітру. Окрім цього акумуляторна батарея виконує й іншу функцію, а саме є «буфером» між генератором та інвертором. Головне завдання полягає у стабілізації напруги та її випрямленні перед потраплянням на інвертор. Завдяки цьому на об'єкті завжди буде напруга незалежно від швидкості вітру.

					<b>MP 3.8.141.422 ПЗ</b>	Арк.
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		37

## РОЗДІЛ 3. ДОДАТКОВЕ ОБЛАДНАННЯ ТА ВИМОГИ ПРИ ВСТАНОВЛЕННІ

### 3.1 Вибір інвертора та лічильника

Інвертори бувають різні. Бувають однофазні або трифазні, з модифікованою або ж з чистою синусоїдою, мережеві або гібридні. Якщо вибір кількості фаз є очевидним, то форму синусоїди потрібно розібрати більш детально. В інверторах буває два види вихідного струму. Це чиста синусоїда, ту яку ми уявляємо коли кажемо про домашню мережу 220 В, та модифікована синусоїда у формі прямокутної хвилі. Модифікована синусоїда максимально схожа з чистою синусоїдою, проте це не так. Струм не буде мати ті ж самі характеристики й переваги, що і чистий синус. Тобто має доволі високий відсоток гармонійних спотворень. Через що підходить для освітлення та побутової техніки, однак не підходить для роботи приладів де є двигуни або трансформатори (індуктивне навантаження). Інвертор з чистою синусоїдою підходить для роботи будь-яких приладів та чутливої електроніки. Через те, що в мене навантаження переважно представлено двигунами, то очевидно, що вибирати я маю інвертор з чистою синусоїдою.

Далі щоб вибрати який інвертор потрібен мережевий чи гібридний потрібно проаналізувати їх режими роботи. Мережевий інвертор передає усю вироблену електроенергію від вітрогенераторів напряму до навантаження. Якщо генерованої потужності недостатньо, то частки, якої не вистачає, береться із мережі. І навпаки якщо генерованої потужності забагато, то надлишок надходить в мережу через двонаправлений лічильник і продається за зеленим тарифом. Акумуляування електроенергії не передбачено. Гібридний інвертор працює схожим чином тільки надлишок електроенергії він акумулює для її подальшого використання в безвітряні години. В мережу при цьому він нічого не віддає. В моєму випадку, хоч в мене і наявні акумуляторні батареї, підходить мережевий інвертор і ось чому. Акумулятори в мене не потребують окремого входу. Вони більше виконують роботу «буфера», а вже потім накопичення енергії.

					<b>MP 3.8.141.422 ПЗ</b>	Арк.
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		38

Тобто незалежно від наявності вітру, енергія все одно буде надходити до інвертора поки акумулятори не розрядяться повністю. Якщо не буде працювати ні вітрогенератор, ні АКБ, то живлення буде надходити від мережі. Зелений тариф мені в цьому випадку не потрібен, продаж електроенергії не планується. Для того, щоб використовувати мережевий інвертор без зеленого тарифу потрібно додатково встановити спеціальний лічильник METER або EZMETER з функцією «PowerLimiting». З використанням цього лічильника мережевий інвертор вимірює потужність, що віддається в мережу та підлаштовує її генерацію, залежно від встановленого обмеження.

Залишилось вибрати номінальну потужність інвертора. Номінальна потужність інвертора повинна дорівнювати найбільшій потужності, що споживається підприємством за годину плюс запас. Якщо порівнювати дані для зимового та літнього періоду згідно таблиць 2.1.1 та 2.1.2, то номінальна потужність інвертора повинна бути не меншою  $P_{НОМ} = 46,44$  кВт. Враховуючи обов'язковий запас 130%, а у моєму випадку 150% через пускові струми, максимальна потужність повинна дорівнювати  $P_{МАХ} = 46,44 * 150 = 69,66$  кВт. Також при виборі інвертора потрібно дивитись на його номінальну робочу напругу і струм зі сторони DC. Якщо робоча напруга буде відрізнятись від номінальної в менший бік, то відповідно і вихідна потужність буде меншою, адже струм, який може через себе пропустити один MPPT вхід, він обмежений. Тобто інвертор на 70 кВт з номінальною напругою 600 В та трьома MPPT входами з номінальним робочим струмом 52 А на кожен вхід, за напруги 420 В (мінімальної робочої напруги АКБ) зможе видати лише 65,52 кВт. Це якщо врахувати найнижчу допустиму напругу на акумуляторах згідно їх заряду. Тому мені довелося обрати інвертор з більшою кількістю MPPT входів, а саме 8. При цьому зросла й номінальна вихідна потужність інвертора до 80 кВт. Даний інвертор гарантовано зможе видавати потрібні номінальні 46,44 кВт та максимальні 70 кВт навіть за найнижчого допустимого рівня напруги на АКБ. Детальні характеристики інвертора наведені в таблиці 3.1.1.

					<b>MP 3.8.141.422 ПЗ</b>	Арк.
						39
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Таблиця 3.1.1 – Характеристики інвертора Stromherz S-80KTL

Параметр	Значення	Одиниця виміру
Номінальна вихідна потужність АС	80 000	Вт
Максимальна вихідна потужність АС	88 000	ВА
Номінальна напруга АС	3L/N/PE, 380/400	В
Частота	50	Гц
Максимальний вихідний струм АС	127	А
Коефіцієнт нелінійних спотворень TNDi	<3	%
Коефіцієнт реактивної потужності	0,8	-
Номінальна напруга DC	620	В
Напруга MPPT	200-950	В
Кількість MPP	8	шт
Максимальний вхідний струм DC	26	А
Максимальний струм КЗ DC	40	А
Максимальна ефективність	98,8	%
Розміри (ДхШхВ)	975x680x290	мм
Вага	79	кг

					<b>MP 3.8.141.422 ПЗ</b>	Арк.
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		40



Як вже було сказано вище, для роботи мережевого інвертора без підключення зеленого тарифу потрібен спеціальний лічильник з функцією SmartMeter. Він не замінює звичайний обліковий лічильник і встановлюється окремо після нього. Лічильник з цією функцією дозволить обмежувати генерацію відповідно до власного споживання використовуючи бездротову передачу даних в режимі реального часу через RS-485. Обраний інвертор підтримує цей стандарт. Детальні характеристики лічильника наведені в таблиці 3.1.2.

Таблиця 3.1.2 – Характеристики лічильника Huawei DTSU666-H

Параметр	Значення	Одиниця виміру
Діапазон робочої фазної напруги	від 176 до 288	В
Діапазон робочої лінійної напруги	від 304 до 499	В
Максимальний вхідний струм	250	А
Вбудований захист від струмів КЗ	Так	-
Точність вимірювання напруги	$\pm 0,5$	%
Точність вимірювання струму та потужності	$\pm 1$	%
Точність вимірювання частоти	$\pm 0,01$	%
Діапазон робочої температури	від -40 до +70	$^{\circ}\text{C}$
Розміри (ДхШхВ)	100x72x65,6	мм
Вага	1,5	кг

### 3.2 Вибір типу та параметрів АКБ

Використання ВЕУ без АКБ важко собі уявити. Через низьку передбачуваність та нерегулярність вітрів виникає проблема низької надійності доставлення згенерованої електроенергії споживачу, що змушує запасати енергію в акумуляторах. Акумулятори бувають різні, проте мною будуть розглядатися виключно електрохімічні.

Перший тип акумуляторів, що спадає на думку, це - свинцево-кислотні акумулятори. Між собою вони розділяються на акумулятори з «рідким» та «густим» електролітом. Акумулятори з *«рідким» електролітом* (їх ще називають автомобільні або буферні) найменш придатні для використання у складі ВЕУ. Їх режим роботи не передбачає розряд більше ніж на 20-30%, окрім цього вони розраховані на короткотривалий розряд та швидке відновлення заряду. Інші режими роботи для цього акумулятору є шкідливими. Враховуючи низьку кількість циклів заряду-розряду (300-350) таких акумуляторів довго вони не зможуть пропрацювати.

Цих недоліків позбавлені акумулятори з *«густим» електролітом* (їх називають тяговими). Їх режим роботи передбачає глибокий розряд і вони здатні віддавати енергію поступово – протягом тривалого проміжку часу. Такі акумулятори можуть без шкоди для себе віддавати 70-80% від своєї номінальної ємності. Термін служби при цьому перевищує 1000 циклів. Особливо цікавими є стаціонарні акумулятори OPzV (гелеві або панцирні від PanZerplatte – трубчата пластина) вони спеціально розроблялись для автономних систем енергопостачання та проявили себе як найбільш зручні в експлуатації.

*Лужні акумулятори* типу нікель-кадмій або нікель-залізо знайшли широке застосування в вітроенергетиці. У них непоганий ресурс в плані циклів заряду-розряду (близько 900), гарні експлуатаційні характеристики, но при невеликій швидкості вітру ці батареї не завжди працюють коректно. Номінальний струм заряду таких акумуляторів починається від 0,1С, а інколи 0,5С де С – це ємність акумулятора. Тому за низької швидкості обертання вітрогенератора такі батареї можуть не отримувати заряду взагалі.

					<b>MP 3.8.141.422 ПЗ</b>	Арк.
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		42

**Літій-залізо-фосфатні акумулятори** LiFePO<sub>4</sub> є різновидом літій-іонних акумуляторів. Мають великий термін експлуатації, можуть використовуватися при глибоких циклах розряду, завдяки лінійним розрядним характеристикам можуть використовуватися з меншою ємністю при розряді великими струмами. Літій-залізо-фосфатні акумулятори не потребують вентиляції приміщень на відміну від кислотних акумуляторів та є пожежобезпечними в порівнянні зі звичайними літій-іонними акумуляторами. Мінусом можна вважати доволі високу ціну та потребу в балансуванні і захисту (BMS).

Якщо підсумувати, то можна обирати або між гелевими OPzV або літій-іонними LiFePO<sub>4</sub>. Гелеві OPzV мені підходять більше. Вони мають більш гнучкий вибір як за ємністю, так і за напругою, не потребують балансування, мають такі самі умови та термін експлуатації, в середньому на 25% дешевші. Єдиним мінусом є у двічі менша кількість циклів заряду-розряду. Враховуючи зручність експлуатації, я обираю гелеві OPzV.

Наступним етапом є вибір номінальної напруги та ємності АКБ. Номінальна напруга та ємність АКБ згідно таблиці 2.3.1 мають бути 480 В та 150 А\*год відповідно. Виробником рекомендовано до встановлення 40 акумуляторів по 12 В та 150 А\*год кожен. Проте це якщо казати за буферний режим роботи. Для накопичення і використання цього може бути замало. Вітер передбачити вкрай важко. Його може зовсім не бути день або два. Тому я буду орієнтуватися на один день автономної роботи виключно від акумулятора. Добове споживання електроенергії для зимового періоду згідно таблиці 2.1.1 складає 325,08 кВт. Розрахункового значення струму АКБ знаходиться за формулою:

$$I_{\text{РОЗ}} = \frac{P_{\text{ДОБ}}}{U_{\text{НОМ}}} \quad (3.2.1)$$

де  $P_{\text{ДОБ}}$  – потужність навантаження за день, таблиця 2.1.1;

$U_{\text{НОМ}}$  – номінальна робоча напруга АКБ, 480 В.

Враховуючи, що АКБ бажано розряджати не більше 20-30%, то підставляючи дані у формулу отримуємо:

					<b>MP 3.8.141.422 ПЗ</b>	Арк.
						43
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

$$I_{\text{роз}} = \frac{325\,080}{480} * 1,2 = 812,7 \text{ А * год}$$

І ось тут мені знадобиться гнучкість гелевих OPzV акумуляторів. Адже акумулятори такої ємності на 12 В та навіть 6 В дуже важко знайти. Тому можна обрати найближчий акумулятор 2 В ємністю 800 А\*год. При послідовному підключенні напруга збільшується, а струм і ємність залишаються незмінними. Для 12 В мені потрібно буде 6 акумуляторів по 2 В та 800 А\*год кожен. Для зручності можна назвати це однією коміркою. Одна комірка буде мати напругу 12 В та відповідно ємність 800 А\*год. Під'єднавши 40 таких комірок послідовно отримаємо 480 В та все ті ж 800 А\*год. Що в перерахунку становить 384 000 Вт\*год. Технічні характеристики та схема підключення АКБ наведені в таблиці 3.2.1 та рисунках 3.2.1-3.2.2 відповідно.

Таблиця 3.2.1 – Технічні характеристики акумулятора RITAR OPzV2-800

Параметр	Значення	Одиниця виміру
Номінальна напруга	2	В
Ємність	800	А*год
Максимальний розрядний струм	3500	А/5с
Максимальний зарядний струм	160	А
Кількість циклів при 100% розряді	1500	-
Кількість циклів при 50% розряді	2500	-
Кількість циклів при 30% розряді	5500	-
Робоча температура при заряді	від 0 до +60	°С

Продовження таблиці 3.2.1

Робоча температура при розряді	від -40 до +60	°C
Габарити (ДхШхВ)	191x210x680	мм
Вага	57,5	кг
Спосіб встановлення	вертикальне/горизонтальне	-
Термін експлуатації	20	років

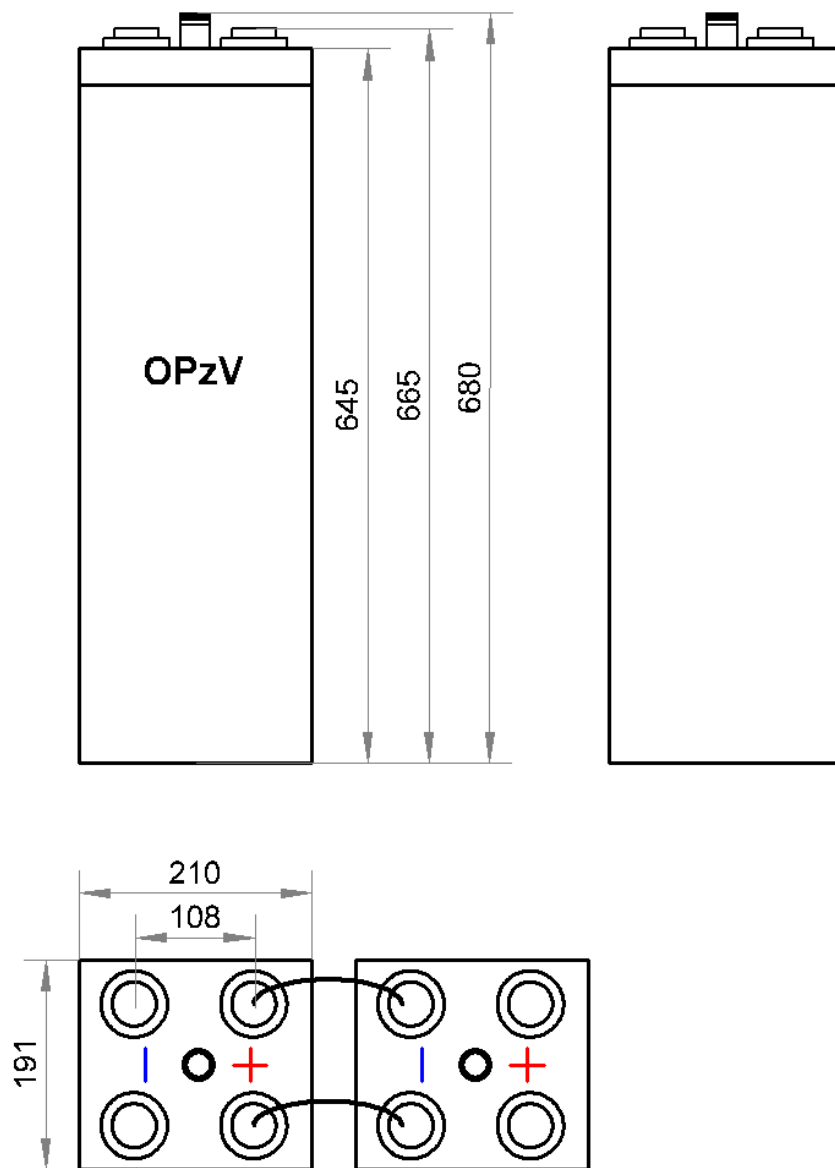


Рис. 3.2.1 – Габаритні розміри

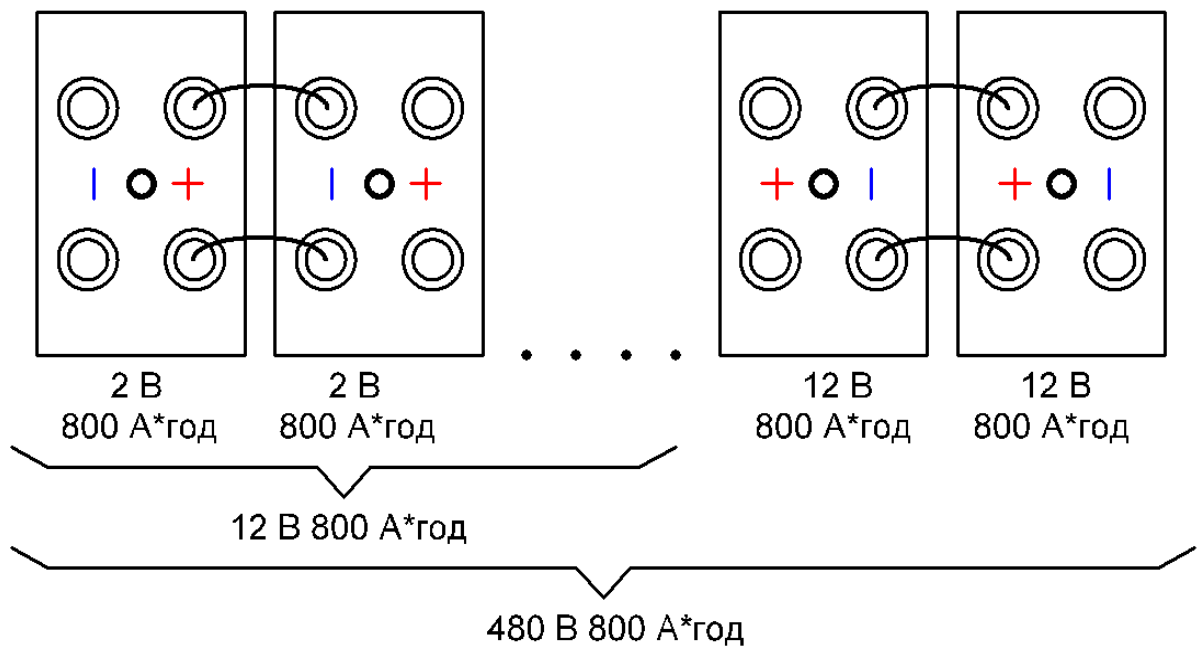


Рис. 3.2.2 – Схема підключення акумуляторних батарей

Вибравши акумулятори та схему підключення потрібно підібрати переріз кабелю та перевірити його за допустимою потужністю та втратами напруги. Перевірятися буде основний кабель котрий йде від АКБ до інвертора. Котрий потім буде розділений на 8 окремих кабелів попарно для кожного входу МРР інвертора. Втрати напруги в кабелі мають бути бажано не більшими за 2%. Довжина провідників від АКБ до інвертора з запасом приблизно 10-15 м. Для перевірки можна скористатися наступними формулами:

$$\Delta U\% = \frac{200}{\gamma_{\theta} * s * U_{НОМ}^2} * P_M * L_M \quad (3.2.2)$$

де  $\gamma_{\theta}$  – активна питома провідність, 1м/Ом\*мм<sup>2</sup>;

$s$  – переріз провідника, мм<sup>2</sup>,

$U_{НОМ}$  – номінальна напруга, кВ;

$P_M$  - номінальна активна потужність, кВт;

$L_M$  – довжина провідника, км.

Номінальна напруга 480 В, проте можна взяти мінімальну робочу напругу АКБ 420 В, потужність також буде обрана не номінальна, а максимальна, а саме  $P_{МАХ} = 69,66$  кВт. Кабель попередньо береться марки ПВ-3 (багатожильний мідний).

					<b>МР 3.8.141.422 ПЗ</b>	Арк.
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		46

Активна питома провідність знаходиться за формулою:

$$\gamma_{\theta} = \frac{1}{\rho_{\theta}} * C_{\theta} * C_C \quad (3.2.3)$$

де  $\rho_{\theta}$  – активний питомий опір за температури 20 °С, для міді – 0,0175 Ом\*мм<sup>2</sup>;

$C_{\theta}$  – температурний коефіцієнт, що враховує зміну активного опору за температури відмінної від 20 °С;

$C_C$  – коефіцієнт скручування, для многожильного кабелю – 1,02.

Температурний коефіцієнт знаходиться за формулою:

$$C_{\theta} = 1 + 0,004 * (\theta - 20) \quad (3.2.4)$$

де  $\theta$  – допустима температура кабелю, в моєму випадку для ПВ-3 це +70 °С.

Переріз орієнтовно візьму за максимальною потужністю. Максимальна потужність складає  $P_{MAX} = 69,66$  кВт. Тоді робочий струм за мінімальної робочої напруги 420 В (при розрядженій АКБ) дорівнює 165,9 А. Попередньо підходить провід ПВ-3 50 мм<sup>2</sup>. Знаючи допустиму температуру кабелю знайдемо температурний коефіцієнт:

$$C_{\theta} = 1 + 0,004 * (70 - 20) = 1,2$$

Активна питома провідність з урахуванням коефіцієнта скручування та температурного коефіцієнта буде дорівнювати:

$$\gamma_{\theta} = \frac{1}{\rho_{\theta}} * C_{\theta} * C_C = \frac{1}{0,0175} * 1,2 * 1,02 = 69,94 \frac{\text{м}}{\text{Ом} * \text{мм}^2}$$

Тоді втрати напруги будуть дорівнювати:

$$\Delta U\% = \frac{200}{69,94 * 50 * 0,42^2} * 69,66 * 0,015 * 2 = 0,68\%$$

Підібраний кабель пройшов перевірку як за робочим струмом, так і за втратами напруги тому повністю задовольняє умовам вибору. Довжина окремих 8 парних (+ та -) провідників прокладених до входів МРР інвертора буде незначною, тому за номінальної напруги 480 В та струму КЗ 40 А допустимих для одного входу інвертора, згідно таблиці 2.2.1 підійде кабель з мідною жилою перерізом не менше 6,0 мм<sup>2</sup>. Наприклад ПВ-3 1х6,0 мм<sup>2</sup>.

					<b>МР 3.8.141.422 ПЗ</b>	Арк.
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		47

### 3.3 Блискавкозахист

Для того, щоб розробити систему блискавкозахисту конструкції доцільно поділити її на зони блискавкозахисту (ЗБЗ) в котрих повинно бути визначене електромагнітне середовище. В таблиці 3.3.1 наведені визначення зон блискавкозахисту. Щоб уникнути пошкоджень або неприпустимих відмов, необхідно гарантувати, що всередині кожної зони елементи не піддаються частковому впливу струму блискавки, різниці напруг або електромагнітного та електричного полів, що перевищують рівень їхньої стійкості. Для виконання цих вимог необхідно проводити випробування та перевірки, а їхні результати документувати. Захист можна забезпечити за допомогою використання узгоджених пристроїв захисту від перенапруг (ПЗП), екранованих кабелів, екранованих кабельних магістралей або їхнього поєднання (за потреби).

Таблиця 3.3.1 – Визначення зон блискавкозахисту

Позначення	Визначення
Зовнішні зони	
ЗБЗ 0 <sub>A</sub>	- зона, в якій загроза з'являється внаслідок прямого спалаху блискавки і повного електро-магнітного поля блискавки. Внутрішні системи можуть піддаватися впливу повних або часткових викидів струму блискавки:
ЗБЗ 0 <sub>B</sub>	- зона, захищена від прямих спалахів блискавки, проте в ній загроза з'являється внаслідок повного електромагнітного поля блискавки. Внутрішні системи можуть піддаватися впливу часткових викидів струму блискавки
Внутрішні зони	
ЗБЗ 1	- зона, в якій викид струму обмежується перерозподілом струму і ПЗП на кордоні. Просторове екранування може послабити електромагнітне поле блискавки.



Продовження таблиці 3.3.1

ЗБЗ 2, ... n	- зона, в якій викид струму може додатково обмежуватися перерозподілом струму і додатковим ПЗП на кордоні. Просторове екранування можна використовувати додатково для подальшого ослаблення електромагнітного поля блискавки.
--------------	---

Примітка

1. Як правило, чим вищий номер окремої зони, тим нижчі параметри електромагнітного середовища.
2. Обмеження струму його перерозподілом досягається шляхом зменшення струмового навантаження окремих блискавковідводів системи блискавкозахисту внаслідок розподілу вихідного струму блискавки між кількома блискавковідводами.

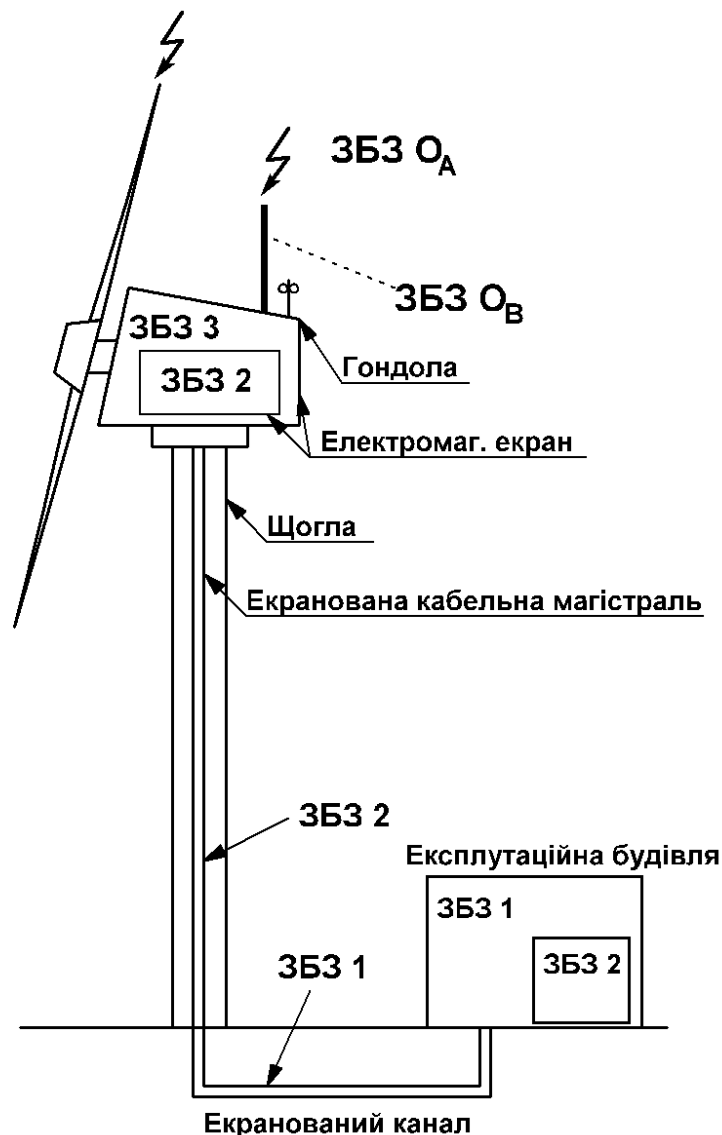


Рис. 3.3.1 – Приклад визначення зон блискавкозахисту ВЕУ

					<b>MP 3.8.141.422 ПЗ</b>	Арк.
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		49

*Лопати* ВЕУ найбільш схильні до впливу ударів блискавки. Вони піддаються повному впливу електричних полів, викликаних процесом удару блискавки, струмів блискавки, а також магнітних полів, викликаних струмами блискавки. Загальною проблемою блискавкозахисту лопатей ВЕУ є безпечне проведення струму блискавки від точки потрапляння до ступиці таким чином, щоб уникнути утворення дуги блискавки всередині лопаті. Цього можна досягти шляхом відведення струму блискавки від точки потрапляння поверхнею до комеля лопаті, використовуючи металеві провідники, прикріплені як на поверхні лопаті, так і всередині неї. Іншим методом є додавання провідного матеріалу до самого матеріалу поверхні лопаті, роблячи, таким чином, лопать достатньо точно струмопровідною для безпечного проходу струму блискавки до комеля лопаті. Варіанти цих двох методів використовуються для лопатей ВЗУ (рис. 3.3.2). Конструкції (тип В та Г) мають блискавко вловлювачі, що розташовуються на поверхні навколо лопаті, і кожна з них приєднується до провідників, простягнутих уздовж її крайок. Найпоширенішим рішенням є використання систем вертикальних блискавковідводів, які розташовуються на кінчиках лопатей (тип А і Б) і відводять струм до комеля, а для лопатей з гальмами в якості вертикального блискавковідводу використовується мідний дріт уздовж внутрішнього лонжерона (тип Б).

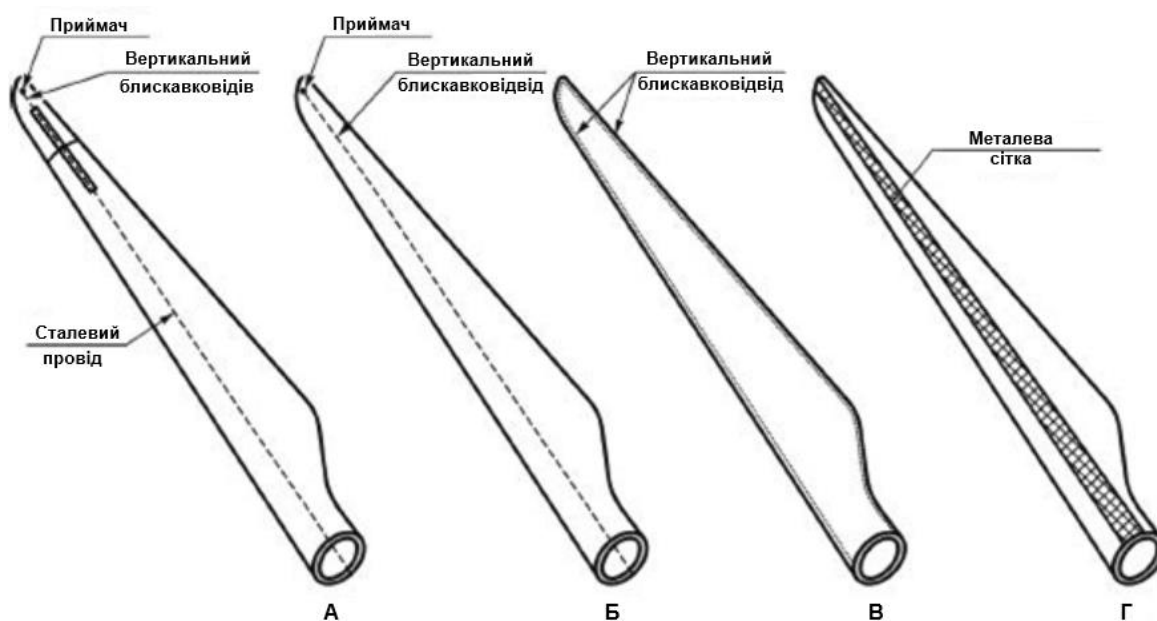


Рис 3.3.2 – Приклади блискавкозахисту для лопатей ВЕУ

					<b>MP 3.8.141.422 ПЗ</b>	Арк.
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		50

Система вертикальних блискавковідводів та її з'єднувальні елементи є системою для проходження струму блискавки від повітряної системи перехоплення ударів блискавки до його виведення на кінці комеля лопаті. Усі внутрішні частини вертикального блискавковідводу та елементів з'єднання повинні мінімізувати ризик внутрішніх розрядів, що утворюються з цих частин. Метою є перешкоджання утворенню електричних розрядів із будь-яких конструкцій, крім зовнішньої повітряної системи перехоплення спалахів блискавки, тим самим обмежується ризик формування таких внутрішніх розрядів, що пробивають поверхню лопаті. У разі присутності в лопаті додаткових струмопровідних елементів: струмопровідні конструкційні елементи, вуглецевий композиційний матюкав, балансири, гальмівні троси кінцевої частини лопаті, електричні кабелі датчиків, сигнальні лампи тощо, вони, як правило, мають бути з'єднані провідниками із системою блискавкозахисту.

Матеріали, які використовують для блискавкозахисту лопатей ВЕУ, мають витримувати спільний вплив електричних, теплових і електродинамічних навантажень, створюваних струмом блискавки. Номінальні розміри для матеріалів, які використовують для пристроїв повітряного перехоплення спалахів блискавки і вертикальних блискавковідводів, наведено в таблиці 3.3.2.

Таблиця 3.3.2 – Параметри провідників

Матеріал	Конфігурація	Переріз, мм <sup>2</sup>	Примітка
Мідь	Суцільний плоский	50 <sup>h)</sup>	Товщина 2 мм
	Суцільний з круглим перерізом	50 <sup>h)</sup>	Діаметр 8 мм
	Багатожильний	50 <sup>h)</sup>	Діаметр жили 1,7 мм
	Суцільний з круглим перерізом <sup>c) d)</sup>	200	Діаметр 15 мм
Алюміній	Суцільний плоский	70	Товщина 3 мм
	Суцільний з круглим перерізом	50 <sup>h)</sup>	Діаметр 8 мм

Продовження таблиці 3.2.2

Матеріал	Конфігурація	Переріз, мм <sup>2</sup>	Примітка
	Багатожильний	50 <sup>h)</sup>	Діаметр жили 1,7 мм
Сталь гарячого цинкування	Суцільний плоский	50 <sup>h)</sup>	Товщина 2,5 мм
	Суцільний з круглим перерізом	50	Діаметр 8 мм
	Багатожильний	50 <sup>h)</sup>	Діаметр жили 1,7 мм
	Суцільний з круглим перерізом <sup>c) d)</sup>	200	Діаметр 15 мм
Нержавіюча сталь	Суцільний плоский <sup>f)</sup>	50 <sup>h)</sup>	Товщина 2 мм
	Суцільний з круглим перерізом <sup>f)</sup>	50	Діаметр 8 мм
	Багатожильний	70 <sup>h)</sup>	Діаметр жили 1,7 мм
	Суцільний з круглим перерізом <sup>c) d)</sup>	200	Діаметр 15 мм

<sup>c)</sup> Застосовуються тільки для стрижнів пристроїв повітряного перехвату спалахів блискавки. Там, де механічний вплив вітру, не є критичним, можна використовувати стрижні повітряного перехвату блискавки діаметром 10 мм з максимальною довжиною 1 м з додатковим кріпленням.

<sup>d)</sup> Застосовуються тільки для заземлюючих ввідних стрижнів.

<sup>f)</sup> Для провідників з нержавіючої сталі, встановлених в бетонний фундамент мінімальні розміри мають бути збільшені до 70 мм<sup>2</sup> (діаметр 10 мм) для суцільних провідників з круглим перерізом і до 75 мм<sup>2</sup> (товщина 3 мм) для суцільних плоских провідників.

<sup>h)</sup> Для окремих провідників, де тепловий та механічний фактори є важливими, номінальний переріз може бути збільшений до 60 мм<sup>2</sup> для суцільних плоских провідників і до 78 мм<sup>2</sup> для суцільних з круглим перерізом провідників.

*Гондола*, а саме її конструкція також має бути частиною системи блискавкозахисту. Вона повинна гарантувати, що блискавка під час торкання гондоли торкнеться або звичайних металевих частин, здатних витримати навантаження, або повітряної системи блискавкозахисту, створеної спеціально для цієї мети. Гондоли, що мають кожух зі склопластику або подібного матеріалу, повинні мати повітряну систему блискавкозахисту і вертикальні блискавковідводи, що утворюють клітку навколо гондоли рис. 3.3.3.

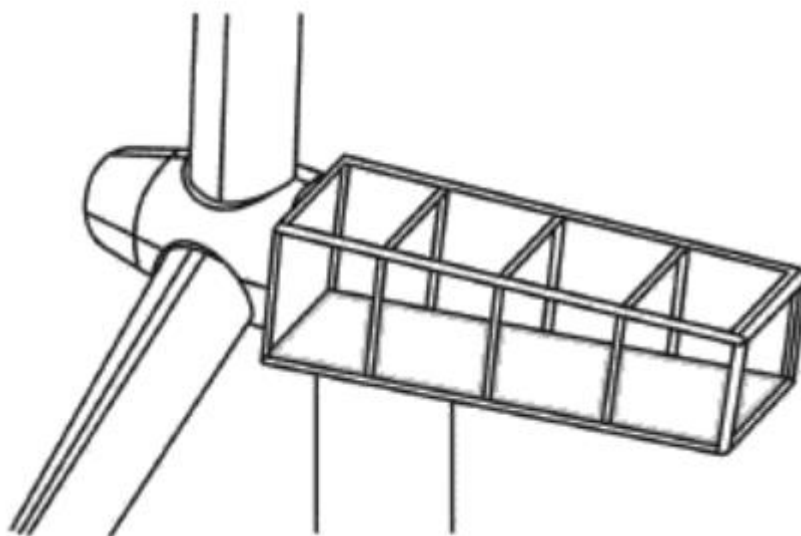


Рис. 3.3.3 – Приклад блискавкозахисту у вигляді сітки для гондоли ВЕУ

Інші провідники в клітці Фарадея мають бути такого розміру, щоб витримати частину струмів блискавки, які будуть на них впливати. Повітряні системи блискавкозахисту для захисту приладів тощо, розташованих із зовнішнього боку гондоли, мають бути розроблені відповідно до прийнятих норм, а вертикальні блискавковідводи мають бути приєднані до вищевказаної клітки. Металева сітка може бути використана для гондол з кожухом зі склопластику для створення екрана від впливу зовнішніх електричних і магнітних полів, а також магнітних полів від струмів, що проходять у сітці. Або ж усі ланцюги всередині гондоли можуть бути розміщені всередині закритих металевих трубопроводів або кабельних коробок тощо. Систему еквіпотенційної металізації має бути створено таким чином, щоб вона охоплювала основні металеві конструкції всередині та на гондолі, як це

вимагається за електротехнічними правилами та нормами. При цьому вона утворюватиме ефективну еквіпотенційну поверхню, до якої мають підходити всі з'єднання заземлення та еквіпотенційної металізації. Під час торкання блискавкою лопатей струми блискавки повинні за можливості проходити у вищезазначену клітку безпосередньо, повністю запобігаючи, таким чином, проходженню струму блискавки через підшипники механізму регулювання.

**Щогла**, використовувана для великих ВЕУ, зазвичай відповідає розмірам, необхідним для вертикальних блискавковідводів. Порожнисту сталеву щоглу можна вважати кліткою Фарадея з практично ідеальним електромагнітним екраном, тому що електромагнітне поле є майже замкненим у місці з'єднання з гондолою і на поверхні землі. Тому в більшості випадків доцільно позначити внутрішню частину щогли як зону блискавкозахисту ЗБЗ<sub>1</sub> або ЗБЗ<sub>2</sub> (таблиця 3.1.1). Для того, щоб щогла утворювала максимально замкнене поле, по всій довжині вздовж фланців між частинами щогли має проходити прямий електричний контакт. Через щоглу і всі її основні металеві частини повинен проходити захисний заземлювальний дріт і системи еквіпотенціальної металізації для створення найкращого захисту, що надається кліткою Фарадея. Якщо щогла має конструкцію у вигляді клітки Фарадея, то для вмісту щогли не потрібен певний блискавкозахист. Блискавкозахист щогли тоді зводиться до еквіпотенціальної металізації та захисту від перехідної напруги кіл електричних систем і систем керування, що йдуть в інші ЗБЗ, як-от гондола і зовнішня частина щогли [9].

**ПЗІП** - це пристрій, призначений для обмеження перенапруг і відведення імпульсних струмів, який може бути виконаний на основі розрядника (ПЗІП комутуючого типу), діода або варистора (ПЗІП обмежувального типу), або містити одночасно обмежувальні та комутувальні елементи (ПЗІП комбінованого типу). Залежно від методу випробувань ПЗІП поділяють на класи: ПЗІП класу I актуальні для захисту від прямих ударів блискавки в систему блискавкозахисту об'єкта або повітряну лінію електропередач; ПЗІП класу II не випробовують імпульсом струму 10/350 мкс, вони забезпечують захист від індукованих перенапруг; ПЗІП класу III

					<b>MP 3.8.141.422 ПЗ</b>	Арк.
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		54

призначено для захисту споживачів від залишкових перенапруг після спрацювання ПЗІП першої та другої сходинки захисту в разі застосування каскадної схеми захисту об'єкта.

Коли струми блискавки проходять через ВЕУ, утворюються великі магнітні поля. Якщо ці змінні магнітні поля проходять через замкнутий ланцюг, утворений проводкою або проводкою і конструкцією, вони будуть породжувати викиди напруг і струмів у цьому замкнутому ланцюзі. Величина викидів залежить від швидкості зміни магнітного поля і площі розглянутого ланцюга. Узгоджений захист ПЗІП включає комплект пристроїв захисту від перенапруг, правильно відібраних, узгоджених і встановлених для зниження кількості відмов електричних та електронних систем. ПЗІП обмежує вплив грозових перенапруг і комутаційних перенапруг, що утворюються всередині. Захист електричних систем і систем керування вимагає системного підходу до узгоджених ПЗІП, призначених для електричних низьковольтних систем і систем керування. Зазвичай за системою заходів захисту від електромагнітних імпульсів від грозових розрядів ПЗІП повинні розміщуватися на лінійному вході в кожну ЗБЗ:

- якомога ближче до кордону ЗБЗ-1 необхідно встановити ПЗІП класу I;
- якомога ближче до межі ЗБЗ-2 необхідно встановити ПЗІП класу II.

В моєму випадку ПЗІП можна не встановлювати взагалі. Пряме влучання блискавки якщо і трапиться, то вона вдарить або в лопаті або в гондолу або щоглу. Найбільш ймовірно в лопаті. Всі ці елементи ззовні і всередині з'єднані з заземлюючим контуром тож основний струм піде по металевій конструкції в землю. Тоді залишається не вирішеним питанням стосовно індуктивної перенапруги в кабелях. З цією метою встановлюють ПЗІП II класу або можна використовувати екранування. Якщо взяти екранований кабель та прокласти його в екранованому каналі (наприклад трубі), то потреби в ПЗІП II класу немає. Якщо відсутнє ПЗІП I та II класу, то відповідно встановлення ПЗІП III класу теж не має сенсу, адже воно слугує для захисту особливо чутливого обладнання від залишку перенапруги після спрацювання двох попередніх ПЗІП [9,10].

					<b>MP 3.8.141.422 ПЗ</b>	Арк.
						55
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

### 3.4 Захист на стороні DC

Захист на стороні DC в першу чергу представлений роз'єднувачем з встановленими запобіжниками в ШК вітрогенератора. Окрім функцій перемикачання роз'єднувач потрібен для створення розриву ланцюга для вимкнення вітрогенератора під час проведення ремонтних і сервісних робіт, а також для захисту від струмів КЗ та перевантаження. Шафа керування входить в комплект поставки вітрогенератора і виробником, так би мовити, з заводу передбачено встановлення запобіжників номіналом 100 А.

Далі захист буде встановлений вже перед інвертором, а саме після АКБ. З цією метою використовують або автоматичні вимикачі або запобіжники. Великої різниці немає. Я обираю запобіжники з можливістю встановлення на DIN-рейку. Згідно таблиці 3.1.1 інвертор має 8 входів кожен з яких має власний «+» та «-». Робочий струм кожного входу 26 А, максимальний струм КЗ – 40 А. Тож потрібно буде підібрати 8 запобіжників так, щоб кожен з них вже спрацював при 30 А. Характеристики потрібних запобіжників наведені в таблиці 3.4.1, схема підключення АКБ до інвертора – рис. 3.4.1.

Таблиця 3.4.1 – Технічні характеристики потрібних запобіжників

Параметр	Значення	Одиниця виміру
Максимальна напруга DC	1000	В
Номінальний струм	25	А
Струм спрацювання 1,3xIn	32,5	А
Переріз підключення	1-10	мм <sup>2</sup>
Встановлення на DIN-рейку	Так	-



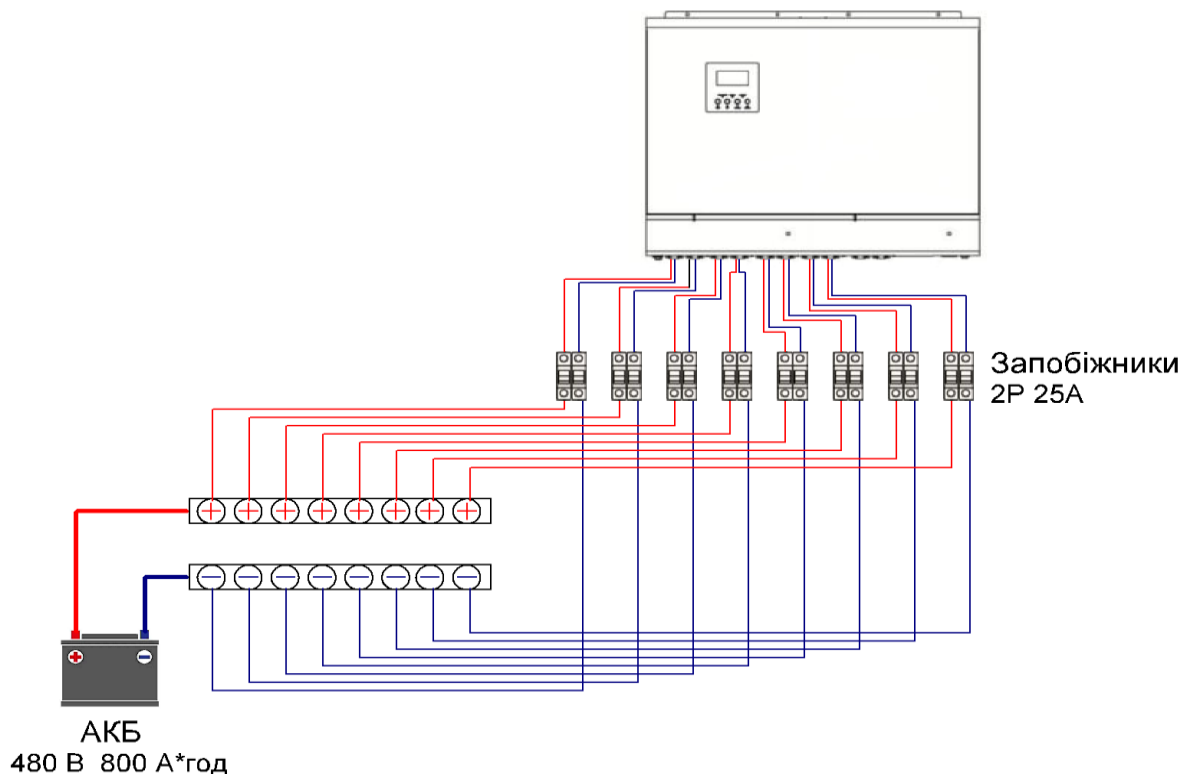


Рис. 3.4.1 – Схема підключення АКБ до інвертора

### 3.5 Вимоги при встановленні

Вітрогенератор становить особливу небезпеку при аномально сильних вітрах. Незважаючи на те, що таке явище відбувається вкрай рідко, необхідно перед монтажем виділити зону відчуження для ВЕС. Зона відчуження - простір навколо станції, до якого не слід допускати людей або тварин під час роботи турбіни (особливо за сильних вітрів). Зона відчуження розраховується так: береться висота всієї конструкції ВЕС, і до неї додається 15 метрів, ця довжина по радіусу навколо ВЕС і є зоною відчуження. В моєму випадку зона відчуження по радіусу, спираючись на дані таблиці 2.3.1, становить 39,5 м (18 м висота щогли + 6,5 м довжина лопаті + 15 м). Тобто трохи більше 3D (діаметр колеса) вітрогенератора. Окрім цього варто сказати про правильне розташування вітрогенераторів на ділянці. Небажаним ефектом є те, що при деяких напрямках вітру розташовані вниз по потоку ВЕУ повинні взаємодіяти зі збуреннями від розміщених спереду турбін. Дійсно, ротори ВЕУ, що обертаються, відбирають частину кінетичної енергії у рухомих повітряних мас, що рухаються, що значно знижує швидкість вітру в сліді

					<b>MP 3.8.141.422 ПЗ</b>	Арк.
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		57

за вітроколесом, що стоїть попереду. Ці сліди мають складну динаміку, можуть простягатися на величезні відстані. У них істотно знижується швидкість набігаючого потоку і, відповідно, падає потужність, що виробляється вітроустановками, які розташовані нижче за потоком. Середні втрати потужності в сучасних великих ВЕС через взаємодію зі слідами від попереду розташованих ВЕУ становлять від 10 до 20 % у загальному обсязі виробленої електроенергії. Отже, вивчення та оцінка втрати потужності ВЕУ через взаємодію зі слідами є важливим завданням під час проєктуванні та експлуатації ВЕС. Тому рекомендовано розміщувати вітрогенератори в шаховому порядку з відстанню від 3 до 10 діаметрів їх робочих колес [11, 12].

Використовуючи сайт Google Планета Земля [13], я відцифрував ділянку, на якій будуть встановлюватися вітрогенератори. Знайшов її приблизні розміри та площу, масштаб 1:15 (1 см – 15 м). Розмірів ділянки вистачає, щоб зробити відступи між вітрогенераторами по радіусу у розмірі 3 діаметрів вітроколеса та навіть більше. Тоді схема розміщення вітрогенераторів на ділянці, буде наведена на рис. 3.5.1

Зі схеми можна сказати, що зона відчуження навколо вітрогенератора це квадрат зі стороною 80 м. Тоді площа, яку займає один вітрогенератор складає 6400 м<sup>2</sup> (80\*80 = 6400 м<sup>2</sup>). Для 12 вітрогенераторів це 76 800 м<sup>2</sup> або 7,68 га. Розмір футбольного поля 0,714 га. Тобто вітрогенератори в цілому займають площу як майже 11 футбольних полів. Це доволі велика ділянка. Особливо якщо порівнювати з розмірами самого підприємства. І якщо земельна ділянка не належить підприємству, то вартість оренди в рік буде суттєвою і її варто буде врахувати в техніко-економічному порівнянні. До того ж таке розташування можливо і зменшить втрати ВЕС через взаємодію зі слідами від розташованих попереду ВЕУ, проте воно явно збільшить відстань прокладання як сигнальних, так і силових кабелів. Що в свою чергу збільшить витрати як на монтажні роботи, так й на матеріал. Найбільша відстань від най дальнього вітрогенератора до підприємства складає майже 1100 м. Враховуючи малу номінальну напругу та доволі велику потужність потрібно буде додаткового перевірити кабель за втратою напруги.

					<b>MP 3.8.141.422 ПЗ</b>	Арк.
						58
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

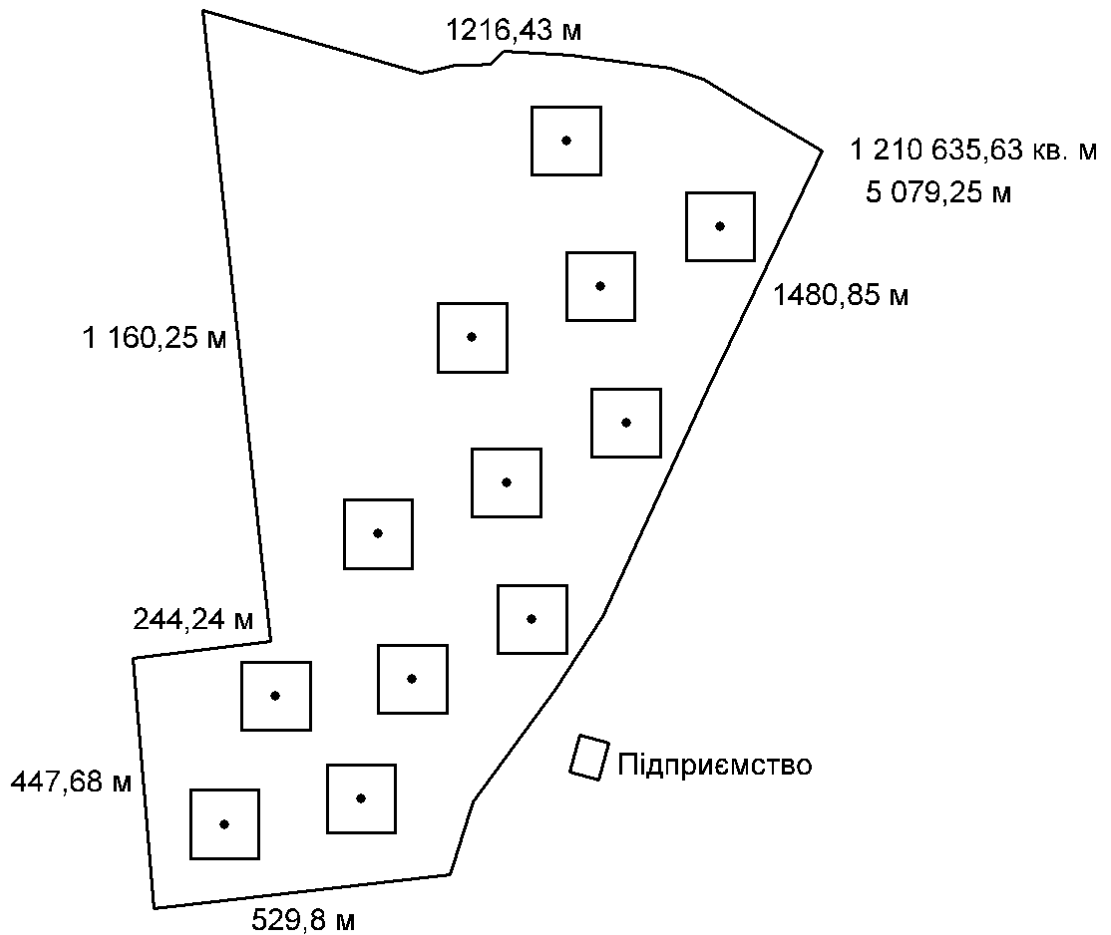


Рис. 3.5.1 – Схема розміщення вітрогенераторів на місцевості

Згідно формули 2.2.1 робочий струм кабелю, що йде від генератора до шафи керування за номінальної потужності 30 кВт та номінальної напруги 580 В складає 29,9 А. Попередньо підходить екранований кабель марки ВВГЕ 4х2,5 з допустимим струмом 33 А при прокладанні в землі. Вибраний кабель потрібно перевірити на допустиму втрату напруги за формулою:

$$\Delta U = \sqrt{3} * I * l * (r_0 * \cos(\varphi) + x_0 * \sin(\varphi)) \quad (3.5.1)$$

де  $I$  – номінальний робочий струм, 29,9 А;

$l$  – довжина лінії, км;

$r_0$  – активний опір кабелю, для 2,5 мм<sup>2</sup> – 7,4 Ом/км;

$x_0$  – реактивний опір кабелю, для 2,5 мм<sup>2</sup> – 0,104 Ом/км;

$\cos(\varphi)$  – коефіцієнт потужності, 0,85.

Синус, знаючи косинус, можна знайти за формулою:

$$\sin(\varphi) = \sqrt{1 - \cos^2(\varphi)} \quad (3.5.2)$$

Маючи всі необхідні дані знайдемо втрати напруги в лінії:

$$\Delta U = \sqrt{3} * 29,9 * 1,1 * (7,4 * 0,85 + 0,104 * 0,53) = 361,46 \text{ В}$$

Втрати напруги мають бути бажано не більші за 5%, в даному випадку втрати склали 62,3%, що було очікувано. Потрібно збільшувати переріз провідника до 50 мм<sup>2</sup>, тоді  $r_0 = 0,39 \text{ Ом/км}$ , а  $x_0 = 0,085 \text{ Ом/км}$ .

$$\Delta U = \sqrt{3} * 29,9 * 1,1 * (0,39 * 0,85 + 0,085 * 0,53) = 21,45 \text{ В}$$

В даному випадку втрати складають 3,7%, чого цілком достатньо. Тому остаточно буде вибрано екранований кабель ВВГЕ 4x50/25 (25 означає, що екран має сумарний номінальний переріз 25 мм<sup>2</sup> із одного або двох шарів мідного проводу номінальним діаметром 0,7-2,2 мм, що скріплені мідною стрічкою товщиною не менше 0,1 мм та шириною не менше 8,0 мм) з допустимим струмом 173 А при прокладанні в землі. Зазвичай, кабелі, що прокладаються в землі повинні мати додаткову броню. Проте в мене, за прокладки в трубі, додаткова броня не потрібна.

Додатково хотілось би проговорити про фундамент для вітрогенератора. Майданчик для встановлення вітротурбіни має бути досить рівним. У жодному разі не можна розташовувати генератор на піщаних ґрунтах. Виходячи з потужності вітротурбіни, потрібно зробити розмітку майданчика під установку рис. 3.5.2 і таблицю 3.5.1. Викопати ями (позначені «б» і «а» на рис. 3.5.2) для заливки фундаменту, анкерних закладок для відтяжок щогли і основи щогли. Ями «б» мають бути симетричні відносно одна одної, за таблицею вибрати розміри фундаменту виходячи з потужності вітрогенератора. Яму під фундамент - основу вітроустановки - викопати виходячи з потужності вітроустановки. Закласти анкери відтяжок щодо плити основи під кутом 65-75 градусів, також закласти анкери плити основи щогли, залити розчином бетону. Час застигання бетонного розчину не менше 96 годин, тільки після цього часу можна встановлювати вітроустановку [11].

					<b>MP 3.8.141.422 ПЗ</b>	Арк.
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		60

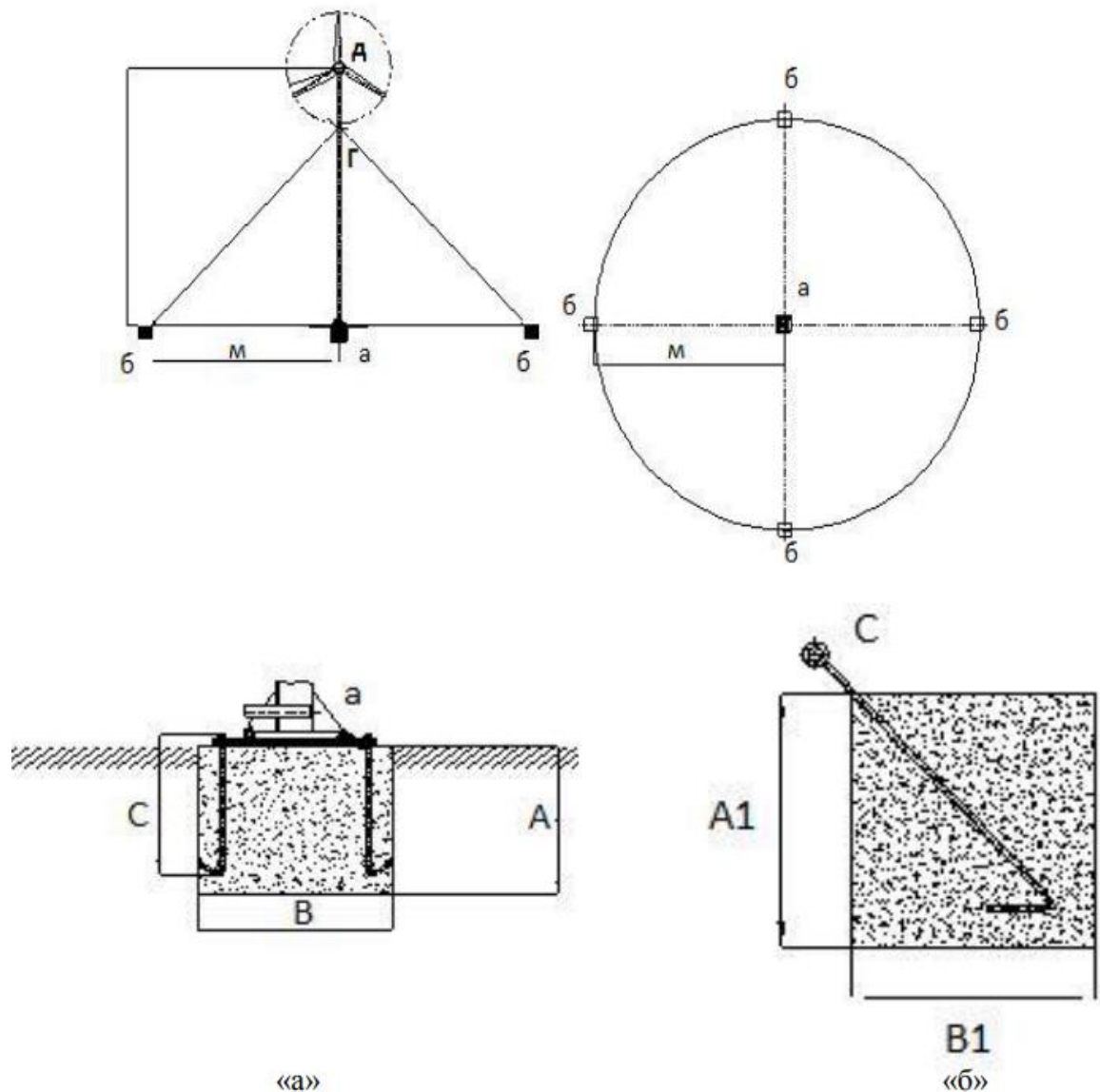


Рис. 3.5.2 – Розмітка майданчика під установку ВЕУ

Таблиця 3.5.1 – Параметри розмітки майданчика під установку ВЕУ

Потужність ВЕУ, кВт	Вага всієї конструкції, кг	М, м	А, м	В, м	С, м	А1, м	В1, м
30	3850	8	3,5	3	1,3	1,5	1,5

Звичайно, це не всі вимоги при встановленні, є окремі вимоги при встановленні щогли, поворотного пристрою, вимоги при встановленні лопатей тощо. Я навіть лише ті, що мають конкретні значення або потребують додаткового розрахунку.

Після встановлення вітрогенератора та необхідного обладнання, нова принципова схема внутрішньої електромережі підприємства буде мати вигляд як на рис. 3.5.3.

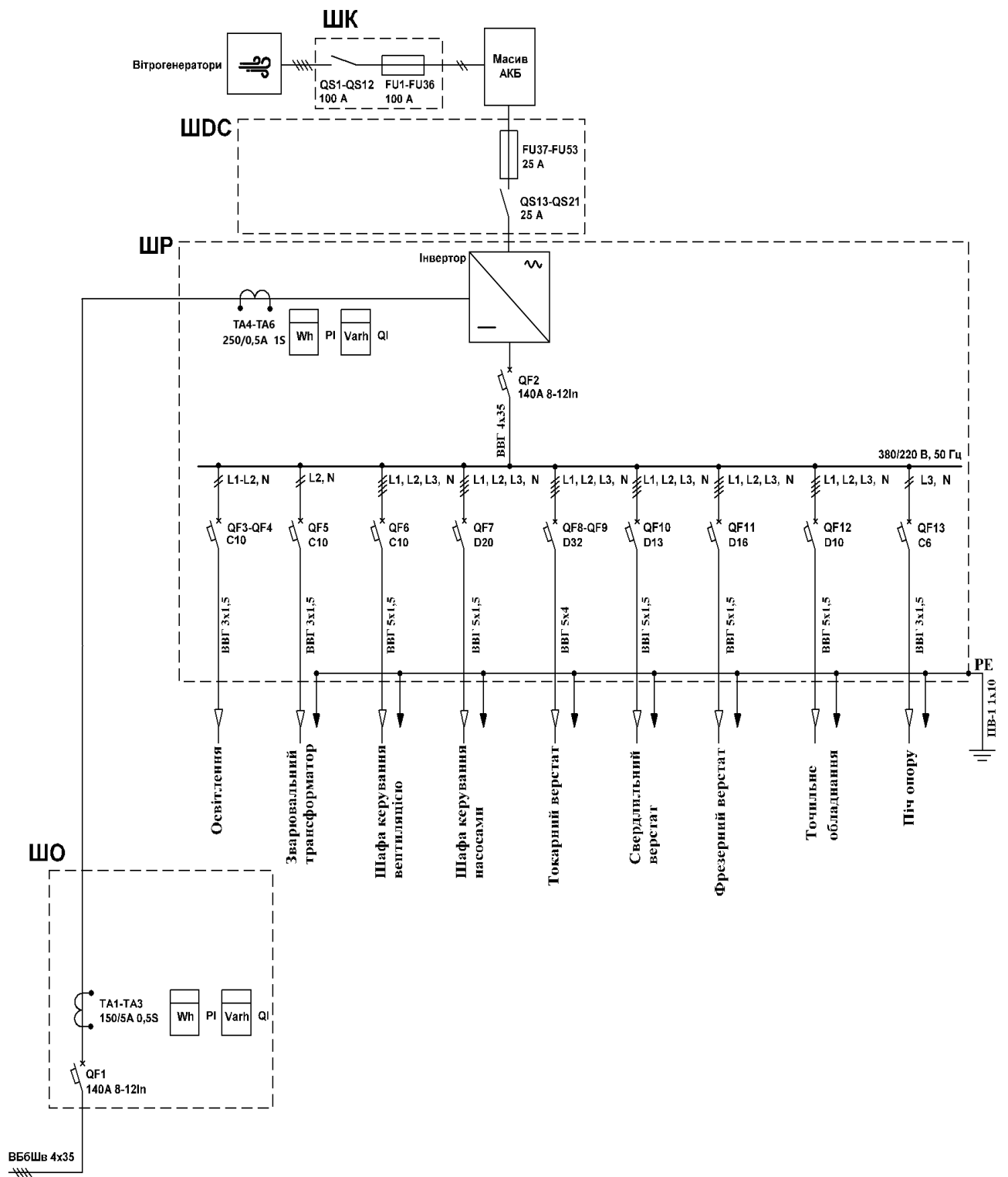


Рис. 3.5.3 – Нова принципова схема внутрішньої електромережі підприємства

## РОЗДІЛ 4. ОХОРОНА ПРАЦІ

### 4.1 Кваліфікація обслуговуючого персоналу та техніка безпеки

Сектор вітроенергетики, як і раніше, є відносно новим, технології вітряних турбін та їх складових перебувають у постійному розвитку. Ці зміни створюють додаткову відповідальність за забезпечення того, щоб працівники, які проводять установки, щоденні операції та технічне обслуговування на вітряних електростанціях, робили це в максимально безпечних умовах. Можна стверджувати, що небезпеки під час експлуатації вітряків не менші, ніж в інших розвиненіших і більш вивчених галузях промисловості, і що вони не надто відрізняються (наприклад, падіння з висоти). Однак, з огляду на інколи унікальні та екстремальні умови, в яких виявлено небезпеку (наприклад, ізольовані, віддалені та важкодоступні райони й екстремальні погодні умови), їх поєднання з недосвідченістю працівників у цьому секторі, не дозволяють здійснювати контроль та управління належним чином. За останні кілька років спостерігається тенденція до збільшення кількості нещасних випадків, що сталися у вітроенергетичному секторі. Їхня кількість корелює з числом вітрогенераторів, простіше кажучи, у міру того, як було побудовано більше турбін, сталося більше аварій. Caithness Windfarm Information Forum (CWIF) збирає інформацію про аварії на вітряних електростанціях по всьому світу. Згідно з їхніми звітами, з 1970 року загальна кількість нещасних випадків сягнула 2314 осіб, але більшість з них за останні 5 років. У середньому, з 2013 по 2017 рік було 168 нещасних випадків на рік, а в 2017 році сталося 182 нещасних випадки. Сфера вітроенергетики є складною, тому вона вимагає від персоналу особливих знань у галузі безпеки праці:

- Робота на висоті:
  - можливі ризики та небезпеки, характерні для турбін вітрогенератора, які пов'язані з роботою на висоті;
  - обслуговування, зберігання і правильне застосування (згідно з BST модулем Working at Heights) засобів індивідуального захисту (ЗІЗ), а також ідентифікація за прийнятим маркуванням у Європі та в усьому

					<b>MP 3.8.141.422 ПЗ</b>	Арк.
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		63

світі;

- Ручне переміщення вантажів:
  - володіння наявними методами безпечного переміщення вантажів, а також уміння правильного поводження з робочим устаткуванням, згідно з вимогами GWO Manual Handling і чинного законодавства;
  - виявляти аспекти робочого процесу, що підвищують ймовірність отримання травм;
  - здатність виявляти ознаки та симптоми травм, спричинені порушеннями при виконанні ручного переміщення вантажів;
  - способи розв'язання проблем у середовищі вітрогенераторів, спричинених неправильним переміщенням вантажів.
- Надання першої допомоги:
  - безпечне надання першої допомоги, згідно із законодавчими вимогами та керівними вказівками Американської асоціації серця (AHA) та Європейської ради з реанімації (ERC);
  - знати і вміти виявляти ознаки і відповідні симптоми різного виду травм і хвороб;
  - порядок дій при виникненні надзвичайних ситуацій у середовищі турбін вітрогенератора.
- Пожежна безпека:
  - профілактичні заходи для попередження пожежі, у разі її виникнення, проведення оцінки характеру пожежі в середовищі вітрогенераторів;
  - виявлення причин виникнення пожежі та загорянь у вітрогенераторів, знання можливих наслідків і способів дій згідно з виявленою причиною, план евакуації;
  - виявлення ознак пожежі в середовищі вітрогенераторів для попередження розповсюдження та скорочення кількості постраждалих;
  - план дії при виявленні пожежі, уміння використання вогнегасного обладнання в середовищі вітрогенераторів [14].

					<b>MP 3.8.141.422 ПЗ</b>	Арк.
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		64



Окрім базових знань, є додаткові котрі кожен виробник зазначає в інструкції до свого обладнання. В моєму випадку є ризик для людини як при монтуванні вітрогенератора, так і встановленні інвертора та АКБ. Більш детально про вітрогенератор.

Вітрогенератор обладнаний складними електронними пристроями, під час розроблення яких забезпечувався захист від електричних джерел небезпеки, пов'язаних із надструмами. Під час під'єднання цих та будь-яких інших електротехнічних пристроїв існують ризики, які створюються для людей умови протікання електричного струму. Виділення тепла в електротехнічних системах часто є результатом протікання надмірного струму по дротах із недостатнім перетином або через погані контакти. Акумулятори можуть видавати струми небезпечної величини. У разі короткого замикання в проводах, що йдуть від акумулятора, може виникнути пожежа. У зв'язку з цим:

- Забороняється торкатися оголених електричних проводів або від'єднаних роз'ємів;
- Забороняється торкатися компонентів вітроенергетичної установки вологими руками;
- Забороняється потрапляння на компоненти вітроенергетичної установки (за винятком вітрогенератора та щогли) рідини та атмосферних опадів і розміщення їх на вологій підлозі;
- Електричні дроти та роз'єми мають бути у справному стані;
- Забороняється використовувати обладнання, що перебуває в несправному стані: це може призвести до аварії та ураження електричним струмом;
- Забороняється підключати вітроенергетичну установку до інших джерел електричного живлення, наприклад, до місцевої електромережі. У тих випадках, коли передбачено резервне підключення іншого джерела, воно повинно виконуватися кваліфікованим персоналом з урахуванням особливостей роботи обладнання;

					<b>MP 3.8.141.422 ПЗ</b>	Арк.
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		65

- Забороняється відключати акумуляторні батареї від дод. обладнання при підключеному до нього генератору, це призведе до виходу з ладу обладнання.

Окрім цього **ЗАБОРОНЯЄТЬСЯ** використання вітрогенератора без захисного заземлення! Виробником надано наступні вимоги:

- Для облаштування заземлення необхідно використовувати один із таких заземлювачів:
  - металевий стрижень діаметром не менше 15 мм, довжиною не менше 1500 мм;
  - металеву трубу діаметром не менше 50 мм, довжиною не менше 1500 мм;
  - лист оцинкованого заліза розміром не менше 1000x1000 мм;
- Будь-який заземлювач має бути занурений у землю до постійно вологих шарів ґрунту;
- На заземлювачах мають бути обладнані затискачі або інші пристрої, що забезпечують надійне контактне з'єднання дроту заземлення із заземлювачем. Протилежний кінець дроту з'єднується з клемою заземлення генератора;
- Опір контуру заземлення має бути не менше ніж **4 Ом**, причому контур заземлення повинен розташовуватися в безпосередній близькості від генератора. Під час установлення генератора на об'єктах, які не мають контуру заземлення, як заземлювачі можна використовувати металеві труби системи водопостачання, каналізації, які перебувають у землі, або металеві каркаси будівель, що мають сполучення із землею;
- Кожна ВЕУ повинна мати свою **власну систему заземлення**. Системи заземлення окремих ВЕУ бажано з'єднати з горизонтальними проводами заземлення для утворення системи заземлення всієї вітроелектричної станції. Це, зокрема, корисно в разі труднощів з отриманням хорошого опору заземлення для кожної окремої ВЕУ [11].

					<b>MP 3.8.141.422 ПЗ</b>	Арк.
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		66

#### 4.2 Розрахунок контуру захисного заземлення

Згідно ПУЕ 1.7.117 Мінімальні розміри заземлювачів і заземлювальних провідників, прокладених у землі, мають відповідати розмірам, зазначеним у табл. 4.2.1.

Таблиця 4.2.1 – Мінімальні розміри заземлювачів і заземлювальних провідників, прокладених у землі

Матеріал	Характеристика зовнішньої поверхні	Тип заземлювачів	Мінімальні розміри			
			Діаметр, мм	Переріз мм <sup>2</sup>	Товщина стінки, мм	Товщина покриття, мкм
Сталь чорна	Без покриття	для вертикальних заземлювачів: кругла	16	-	-	-
		для горизонтальних заземлювачів: круглий	10	-	-	-
		прямокутна штаба	-	100	4	-
		профіль	-	100	4	-
Сталь з покриттям	Гаряче оцинковане покриття	для вертикальних заземлювачів: кругла	16	-	-	70
		для горизонтальних заземлювачів: круглий	10	-	-	50
		прямокутна штаба	-	90	3	70
		профіль	-	90	3	70
	Гальванічне мідне покриття	для вертикальних заземлювачів: кругла	14	-	-	250

Продовження таблиці 4.2.1

		для горизонтальних заземлювачів:				
		круглий	10	-	-	250
Нержавіюча сталь	Без покриття	Так само, як для сталі з гарячеоцинкованим покриттям				
Мідь	Без покриття	круглий	12	-	-	-
		прямокутна штаба	-	50	2	-
		труба	20	-	2	-
		канат багатодротівий	1,8 для кожного з дротів	35	-	-

Оскільки в мене контур заземлення спільний з блискавкозахистом, то згідно таблиці 3.3.2 вертикальний провідник зі сталі гарячого цинкування має бути діаметром не менше 15 мм, те ж саме вказано і виробником вітрогенератора з уточненням мінімальної довжини не менше 1500 мм. ПУЕ в цьому випадку вимагає діаметр 16 мм. Для горизонтального заземлювача, якщо такий буде потрібен, згідно таблиці 3.3.2 провідник зі сталі гарячого цинкування повинен мати переріз не менше 50 мм<sup>2</sup> та товщину 2,5 мм. Згідно ПУЕ – 90 мм<sup>2</sup> та 3 мм. Я буду орієнтуватися на вимоги ПУЕ. Комплекти заземлення, що мені зустрічалися, складаються з одного вертикального заземлювача, що у свою чергу має від 3 до 10 секції з максимальною довжиною до 15 000 мм. Матеріал, що при цьому використовується – мідь або оцинкована сталь. Для початку розрахунку я візьму один вертикальний заземлювач з оцинкованої сталі і буду збільшувати його довжину до тих пір, до поки не отримаю значення опору 4 Ом. Якщо цієї довжини виявиться замало – потрібно збільшувати кількість вертикальних заземлювачів.

Можна переходити до визначення питомого опору ґрунту. Згідно карти ґрунтів наведеної на рис. 1.2.2. верхній шар ґрунту – це чорноземи товщиною (Н) 40 см, нижній – глина. Питомий опір ґрунту наведений в таблиці 4.2.2.

Таблиця 4.2.2 – Питомий опір ґрунту

Ґрунт	Питомий опір, Ом*м
Торф	20
Чорнозем	50
Глина	60
Супісок	150
Пісок за ґрунтових вод до 5 м	500
Пісок за ґрунтових вод глибше 5 м	1000

Також потрібно враховувати кліматичний коефіцієнт. Для цього потрібно визначити в якій кліматичній зоні знаходиться земельна ділянка. Згідно з даними отриманими на сайті [15], ділянка знаходиться в III кліматичній зоні так як середня мінімальна та максимальна температури за січень та липень складають -7,7 та +19,2 °С відповідно. Відповідні дані наведені в табл. 4.2.3.

Таблиця 4.2.3 – Значення сезонного кліматичного коефіцієнту опору ґрунту

Тип заземлюючих електродів	Кліматична зона			
	I	II	III	IV
Стрижньовий (вертикальний)	1,8-2	1,5-1,8	1,4-1,6	1,2-1,4
Смуговий (горизонтальний)	4,5-7	3,5-4,5	2-2,5	1,5
	Кліматичні признаки зон			
Середня многолітня найнижча температура (січень)	від -20+15	від -14+10	від -10 до 0	від 0 до +5

Продовження таблиці 4.2.3

Середня многолітня найвища температура (липень)	від +16 до +18	від +18 до +22	від +22 до +24	від +24 до +26
---	-------------------	-------------------	-------------------	-------------------

Якщо одного вертикального заземлювача виявиться недостатньо, то при подальшому розрахунку потрібно буде враховувати коефіцієнт використання заземлювачів. У разі з'єднання паралельно, струми розтікання поодиноких заземлювачів чинять взаємний вплив один на одного, тому чим ближче розташовані один до одного заземлювальні стрижні, тим загальний опір заземлювального контуру більший.

Таблиця 4.2.4. – Коефіцієнт використання заземлювачів

Для горизонтальних заземлювачів				Для вертикальних заземлювачів			
Кількість електродів	В ряд			Кількість електродів	В ряд		
	Відношення відстані між електродами до їх довжини a/L				Відношення відстані між електродами до їх довжини a/L		
	1	2	3		1	2	3
4	0,77	0,89	0,92	2	0,86	0,91	0,94
5	0,74	0,86	0,9	3	0,78	0,87	0,91
8	0,67	0,79	0,85	5	0,7	0,81	0,87
10	0,62	0,75	0,82	10	0,59	0,75	0,81
20	0,42	0,56	0,68	15	0,54	0,71	0,78
30	0,31	0,46	0,58	20	0,49	0,69	0,77
50	0,21	0,36	0,49	-	-	-	-
65	0,2	0,34	0,47	-	-	-	-

Розрахунок починається з визначення еквівалентного питомого опору для двошарового ґрунту:

$$p_{\text{ЕКВ}} = \frac{\Psi_1 * p_1 * p_2 * L}{(p_1 * (L - H + t) + p_2 * (H - t))} \quad (4.2.1)$$

де  $\Psi_1$  – сезонний кліматичний коефіцієнт для вертикального заземлювача взятий з табл. 4.1.3;

$p_1, p_2$  – питомий опір ґрунту взятий із таблиці 4.2.2, Ом\*м;

$H$  – товщина верхнього шару ґрунту, м;

$t$  – заглиблення вертикального заземлювача, м.

Опір розтікання струму одного вертикального заземлювача:

$$R_0 = \frac{p_{\text{ЕКВ}}}{2 * \pi * L} * \left( \ln\left(\frac{2 * L}{d}\right) + 0,5 * \ln\left(\frac{4 * T + L}{4 * T - L}\right) \right) \quad (4.2.2)$$

де  $p_{\text{ЕКВ}}$  – еквівалентний питомий опір, Ом\*м;

$L$  – довжина стрижня, м;

$d$  – діаметр стрижня, м;

$T$  – відстань від поверхні землі до середини стрижня знаходиться за формулою 4.2.3, м.

Заглиблення горизонтального заземлювача:

$$T = \left( \frac{L}{2} + t \right) \quad (4.2.3)$$

Кількість стрижнів заземлення без урахування опору горизонтального заземлення знаходиться за формулою:

$$n_0 = \frac{R_0 * \Psi_1}{R_{\text{Н}}} \quad (4.2.4)$$

де  $R_{\text{Н}}$  – нормований опір розтіканню струму заземлюючого пристрою, 4 Ом.

Опір розтікання струму для горизонтального заземлювача знаходиться за формулою:

$$R_{\Gamma} = 0,366 * \left( \frac{p_{\text{ЕКВ}} * \Psi_2}{L_{\Gamma} * \eta_{\Gamma}} \right) * \lg\left(\frac{2 * L_{\Gamma}^2}{b * t}\right) \quad (4.2.5)$$

де  $b$  – ширина заземлювача, м;

					<b>MP 3.8.141.422 ПЗ</b>	Арк.
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		71

$\Psi_2$  – сезонний кліматичний коефіцієнт для горизонтального заземлювача взятий з табл. 4.2.3;

$\eta_{\Gamma}$  – коефіцієнт попиту для горизонтального заземлювача з табл. 4.2.4;

$L_{\Gamma}$  – довжина горизонтального заземлювача виходячи з кількості вертикальних заземлювачів розрахована за формулою 4.2.6, м.

Формула для знаходження довжини горизонтального заземлювача за розташування вертикальних електродів в ряд, параметр  $a$  може дорівнювати  $1L$ ,  $2L$ ,  $3L$  залежно від довжини вертикальних заземлювачів:

$$L_{\Gamma} = a * (n_0 - 1) \quad (4.2.6)$$

Опір вертикального заземлювача з урахування опору розтікання струму горизонтального заземлювача:

$$R_B = \frac{R_{\Gamma} * R_H}{R_{\Gamma} - R_H} \quad (4.2.7)$$

де  $R_H$  – нормований опір розтіканню струму заземлюючого пристрою, 4 Ом.

Загальна кількість вертикальних заземлювачів визначається за формулою:

$$n = \frac{R_0}{R_B * \eta_B} \quad (4.2.8)$$

де:  $\eta_B$  – коефіцієнт попиту для вертикального заземлювача з табл. 4.2.4.

Заземлювальні пристрої мають задовольняти покладені на них певні вимоги, а саме величини опору розтікання струмів і розподілу небезпечного потенціалу [16].

### Розрахунок

За формулами почнемо розрахунок контуру заземлення, еквівалентний опір ґрунту, враховуючи найменшу довжину вертикального заземлювача  $L = 1,5$  м, дорівнює:

$$p_{\text{ЕКВ}} = \frac{\Psi_1 * p_1 * p_2 * L}{(p_1 * (L - H + t) + p_2 * (H - t))} = \frac{1,6 * 50 * 60 * 1,5}{(50 * (1,5 - 0,4 + 0,7) + 60 * (0,4 - 0,7))} = 100 \text{ Ом}$$

Заглиблення горизонтального заземлювача:

$$T = \left( \frac{L}{2} + t \right) = \frac{1,5}{2} + 0,7 = 1,45 \text{ м}$$

					<b>MP 3.8.141.422 ПЗ</b>	Арк.
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		72



Знайшовши еквівалентний питомий опір, можна знайти опір розтікання струму одного вертикального заземлювача:

$$R_0 = \frac{\rho_{\text{ЕКВ}}}{2 * \pi * L} * \left( \ln\left(\frac{2 * L}{d}\right) + 0,5 * \ln\left(\frac{4 * T + L}{4 * T - L}\right) \right) =$$

$$= \frac{100}{2 * \pi * 1,5} * \left( \ln\left(\frac{2 * 1,5}{0,016}\right) + 0,5 * \ln\left(\frac{4 * 1,45 + 1,5}{4 * 1,45 - 1,5}\right) \right) = 58,34 \text{ Ом}$$

Кількість стрижнів заземлення без урахування опору горизонтального заземлення знаходиться за формулою:

$$n_0 = \frac{R_0 * \Psi_1}{R_H} = \frac{58,34 * 1,6}{4} = 23,34 = 23 \text{ шт}$$

Така кількість вертикальних заземлювачів обумовлена низьким опором, що вимагається. 23 шт. це дуже багато. Тому візьму одразу найбільшу довжину з можливих, а саме 15 м та виконаю перерахунок:

$$\rho_{\text{ЕКВ}} = \frac{\Psi_1 * p_1 * p_2 * L}{(p_1 * (L - H + t) + p_2 * (H - t))} = \frac{1,6 * 50 * 60 * 1,5}{(50 * (1,5 - 0,4 + 0,7) + 60 * (0,4 - 0,7))}$$

$$= 96,39 \text{ Ом}$$

$$T = \left( \frac{L}{2} + t \right) = \frac{15}{2} + 0,7 = 8,2 \text{ м}$$

$$R_0 = \frac{\rho_{\text{ЕКВ}}}{2 * \pi * L} * \left( \ln\left(\frac{2 * L}{d}\right) + 0,5 * \ln\left(\frac{4 * T + L}{4 * T - L}\right) \right) =$$

$$= \frac{96,39}{2 * \pi * 15} * \left( \ln\left(\frac{2 * 15}{0,016}\right) + 0,5 * \ln\left(\frac{4 * 8,2 + 15}{4 * 8,2 - 15}\right) \right) = 8,21 \text{ Ом}$$

Кількість стрижнів заземлення без урахування опору горизонтального заземлення знаходиться за формулою:

$$n_0 = \frac{R_0 * \Psi_1}{R_H} = \frac{8,21 * 1,6}{4} = 3,29 = 3 \text{ шт}$$

Формула для знаходження довжини горизонтального заземлювача за розташування вертикальних електродів в ряд, параметр  $a$  дорівнює  $1L$ :

$$L_{\Gamma} = a * (n_0 - 1) = 1 * 15 * (3 - 1) = 30 \text{ м}$$

Опір розтікання струму для горизонтального заземлювача знаходиться за формулою:

					<b>MP 3.8.141.422 ПЗ</b>	Арк.
						73
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

$$R_{\Gamma} = 0,366 * \left( \frac{p_{\text{ЕКВ}} * \Psi_2}{L_{\Gamma} * \eta_{\Gamma}} \right) * \lg \left( \frac{2 * L_{\Gamma}^2}{b * t} \right) =$$

$$= 0,366 * \left( \frac{96,39 * 2,5}{30 * 0,8} \right) * \lg \left( \frac{2 * 30^2}{0,03 * 0,7} \right) = 18,13 \text{ Ом}$$

Опір вертикального заземлювача з урахування опору розтікання струму горизонтального заземлювача:

$$R_{\text{В}} = \frac{R_{\Gamma} * R_{\text{Н}}}{R_{\Gamma} - R_{\text{Н}}} = \frac{18,13 * 4}{18,13 - 4} = 5,13 \text{ Ом}$$

Загальна кількість вертикальних заземлювачів визначається за формулою:

$$n = \frac{R_0}{R_{\text{В}} * \eta_{\text{В}}} = \frac{8,21}{5,13 * (0,86)} = 1,86 = 2 \text{ шт}$$

Остаточна довжина горизонтального заземлювача за розташування вертикальних електродів в ряд дорівнює:

$$L_{\Gamma} = a * (n_0 - 1) = 1 * 15 * (2 - 1) = 15 \text{ м}$$

Отже, для отримання необхідних 4 Ом опору заземлюючого пристрою для одного вітрогенератора потрібно встановити щонайменше два вертикальних заземлювачі виконаних з оцинкованої сталі діаметром 16 мм та довжиною 15 м з'єднаних між собою горизонтальним заземлювачем також з оцинкованої сталі перерізом 90 мм<sup>2</sup> та товщиною 3 мм довжиною 15 м. Один вертикальний заземлювач – це один комплект. Тоді для 12 вітрогенераторів потрібно буде 24 комплекти та додатково 180 ± 2% м стальної смуги. Контур заземлення має бути з'єднаний з фундаментом вітрогенератора, що в теорії має зменшити його загальний опір. Можливо вистачило б й одного комплекту. Адже фундамент вітрогенератора це вважає, що 4 вертикальні заземлювачі довжиною 1,3 м кожний, що з'єднані між собою 3 м горизонтального заземлювача з кожної сторони. Проте врахувати його в розрахунок вкрай важко, через те що фундамент буде залитий бетоном, а не закопаний землею і результат може бути не точним. З цієї причини фундамент вітрогенератора не враховувався при розрахунку опору заземлюючого пристрою.

					<b>MP 3.8.141.422 ПЗ</b>	Арк.
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		74

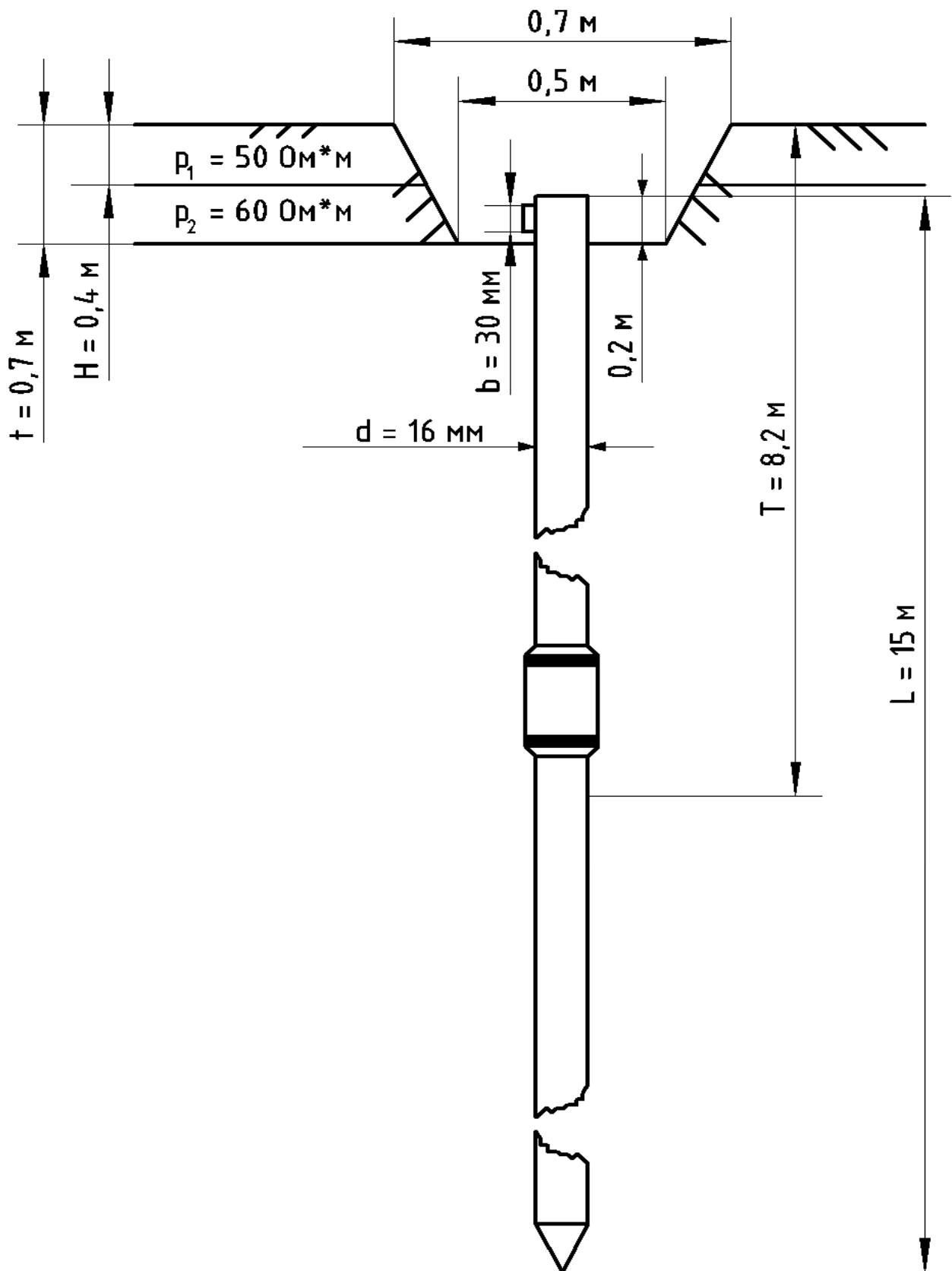


Рис. 4.2.1 – Параметри вертикального заземлювача

Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата

MP 3.8.141.422 ПЗ

Арк.

75

## РОЗДІЛ 5. ТЕХНІКО-ЕКОНОМІЧНЕ ОБҐРУНТУВАННЯ

### 5.1 Визначення терміну окупності ВЕС

Для визначення окупності ВЕС потрібно розрахувати загальні витрати. Загальні витрати в свою чергу складаються з капітальних та поточних. Капітальні витрати – це одноразові витрати, які включають в себе в першу чергу вартість обладнання, транспортування та різного виду роботи. Обладнання, в моєму випадку, є основне та додаткове. Основне обладнання – це повістю зібраний та готовий до монтування вітрогенератор, він включає в себе: трисекційну щоглу, троси для надійного кріплення щогли до фундаменту, лопаті, сам генератор та шафу керування. Окрім цього основним обладнанням можна вважати інвертор та акумуляторні батареї. Додатковим обладнанням є: розумний лічильник з функцією обмеження потужності інвертора, силові та контрольні кабелі вітрогенератора, кабелі підключення АКБ, запобіжники, металева гофра для прокладання силового кабелю в землі для екранування, комплекти переносних заземлень, система блискавкозахисту на лопатях вітрогенератора тощо. Окрім силового кабелю, інше додаткове обладнання складає лише 3% від загальної вартості вітрогенераторів.

Переходимо до витрат на будівництво наземних ВЕС. Відштовхуючись від загальної вартості вітрогенераторів, витрати на будівництво, у відсотковому співвідношенні складуть:

- Проектування – 2%;
- Транспортування обладнання до місця встановлення – 2%;
- Монтажні та пусконаладжувальні роботи – 3%;
- Фундамент, траншеї – 5%;
- Непередбачувані витрати – 6%.

Окрім цього не варто забувати про вартість земельної ділянки для встановлення ВЕС. Згідно з даними джерела [17] середня вартість одного га землі по Сумській області складає – 32 043 грн. Мені для розміщення ВЕС потрібно 7,68 га, тобто 246 090 грн. Тоді загальні капітальні витрати будуть наведені в таблиці 5.1.1 та рис. 5.1.1.

					<b>MP 3.8.141.422 ПЗ</b>	Арк.
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		76

Таблиця 5.1.1 – Загальні капітальні витрати ВЕС

Обладнання	Од. виміру	Кількість од.	Ціна за одиницю, грн	Загальна вартість, грн
<b>Основне обладнання</b>				
Вітрогенератор Condor Air 30 кВт	шт	12	630 000,00	7 560 000,00
Інвертор	шт	1	200 000,00	200 000,00
Акумуляторна батарея RITAR OPzV2-800	шт	240	22 000,00	5 280 000,00
<b>Додаткове обладнання</b>				
Кабель ВВГЕ 4x50/25	м	3 000	590,00	1 770 000,00
Інше обладнання	-	-	-	226 800,00
<b>Витрати на будівництво</b>				
Проектування	-	-	-	151 000,00
Транспортування	-	-	-	151 000,00
Монтажні та пусконаладжувальні роботи	-	-	-	226 800,00

					<b>MP 3.8.141.422 ПЗ</b>	Арк.
						77
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Продовження таблиці 5.1.1

Фундамент, траншеї	-	-	-	378 000,00
Непередбачувані витрати	-	-	-	453 000,00
<b>Інші (опціональні) витрати</b>				
Земельна ділянка	га	7,68	32 043,00	246 090,00
<b>Разом, К</b>				<b>16 642 690,00</b>

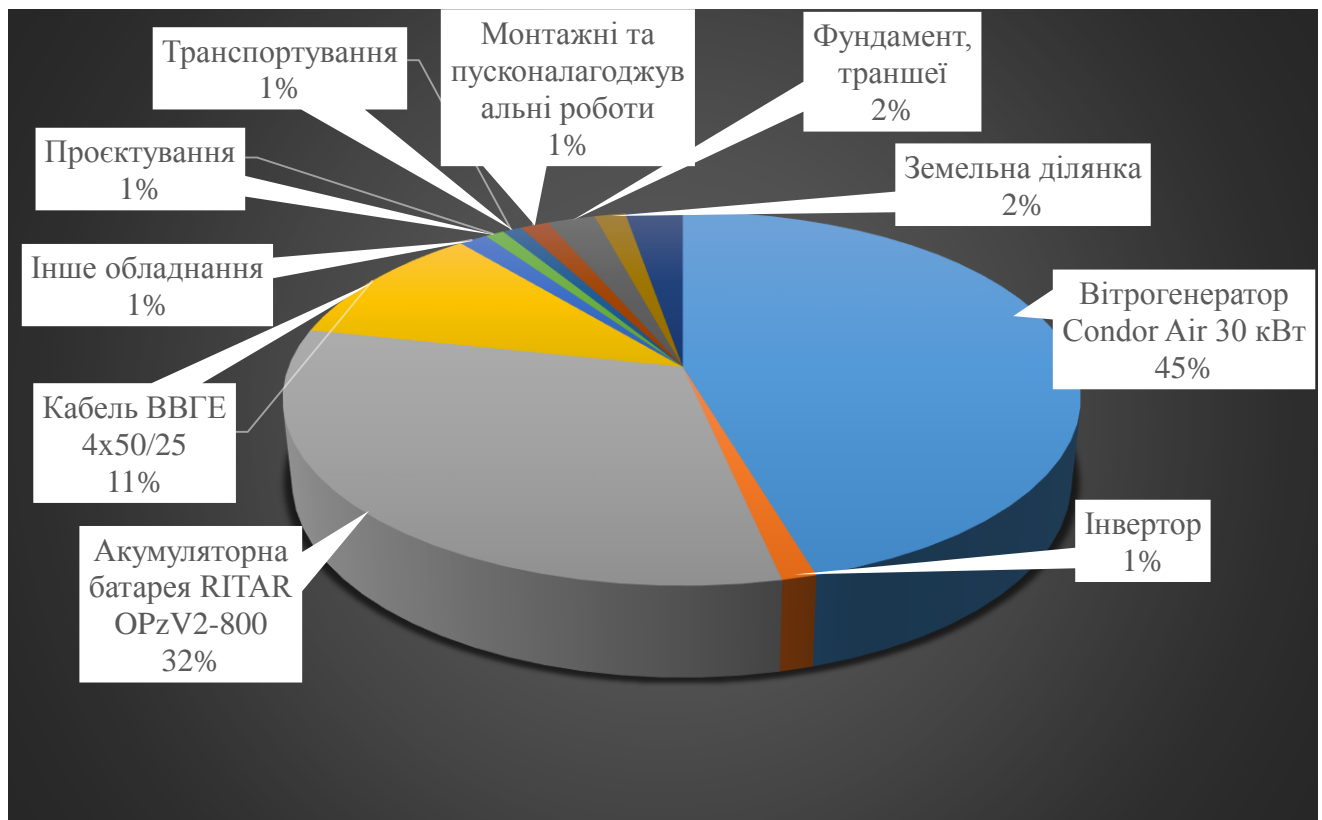


Рис. 5.1.1 - Загальні капітальні витрати ВЕС у відсотковому співвідношенні

Поточними називають короткочасні витрати у даний звітний період. Вони йдуть на технічне обслуговування, ремонт, амортизаційні відрахування, заробітну плату обслуговуючому персоналу тощо. Технічне обслуговування ВЕС планово поділено на чотири етапи:

**Технічне обслуговування після 0,5 року роботи (ТО-1).** Після 6-ти місяців роботи ВЕУ необхідно провести профілактичний огляд станції, перевірити клемні з'єднання електричних кіл, загальний стан ВЕУ. Змастити підшипники на валу ротора (спринцюванням через тавотниці).

**Технічне обслуговування після 1 року роботи (ТО-2)** Після 12-ти місяців роботи ВЕУ необхідно провести профілактичний огляд станції, перевірити клемні з'єднання електричних ланцюгів, загальний стан ВЕУ. Змастити підшипники на валу ротора. Перевірити стан батареї АКБ, перевірити затягування болтових з'єднань по всій конструкції щогли і на гондолі ВЕУ. Провести огляд лопатей ВЕУ, у разі виявлення відколів, тріщин, інших видів руйнування лопатей, звернутися до сервісного центру виробника для консультацій і ухвалення рішення про необхідність ремонту цих лопатей за гарантією. Провести заміну гальмівної рідини в гальмівній системі ВЕУ.

**Технічне обслуговування після 2 року роботи (ТО-3)** Після 24-х місяців роботи ВЕУ необхідно провести профілактичний огляд станції, перевірити клемні з'єднання електричних ланцюгів, загальний стан ВЕУ. Змастити підшипники на валу ротора. Перевірити стан батареї АКБ, зокрема ємнісні характеристики, перевірити затягування болтових з'єднань по всій конструкції щогли і на гондолі ВЕУ. Провести огляд лопатей ВЕУ, у разі виявлення відколів, тріщин, інших видів руйнування лопатей, звернутися до сервісного центру виробника для консультацій і ухвалення рішення про необхідність ремонту цих лопатей за гарантією.. Перевірити роботу генератора в режимах генерації від БЕЗ і від БДЗ. Зняти показання з монітора БЕЗ. Провести перевірку силових кабелів, кабелів керування.

**Після 5 років** експлуатації ВЕУ потрібна заміна опорних підшипників вала ротора.

					<b>MP 3.8.141.422 ПЗ</b>	Арк.
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		79

Всі ці роботи потребують часткового припинення роботи окремих ВЕУ, а можливо і роботи ВЕС в цілому, адже можуть виконуватися тільки при швидкості вітру не більше 2 м/с. В іншому випадку ТО може бути небезпечним для обслуговуючого персоналу. Час на виконання ТО залежить від кількості обладнання та виявлених несправностей. В середньому на ТО витрачається близько 50-60 год на рік.

Для розрахунку річних експлуатаційних витрат потрібно скористатися формулою 5.1.1.

$$V = V_{AM} + V_{ЗП} \quad (5.1.1)$$

де  $V_{AM}$  – амортизаційні витрати, грн;

$V_{ЗП}$  – витрати на заробітну плату обслуговуючого персоналу, грн.

Амортизаційні витрати прийнято вважати рівними 1% від вартості всієї установки ( $K = 16\,642\,690,00$  грн), тоді  $V_{AM}$  та  $V$  будуть дорівнювати  $K \cdot 1\% = 166\,426,9$  грн. Це річна сума необхідна для підтримання установки в робочому стані. Постійно обслуговуючого персоналу на ВЕС не буде, тож витрати на заробітну плату можна не враховувати.

Залишилось врахувати економію в рік від встановлення ВЕС. Економія за рік визначається як добуток кількості електроенергії, що довелось би купити без встановлення ВЕС на тариф за якого купується електроенергія. ВЕС, згідно таблиці 2.3.4, генерує 231,39 МВт\*год. На сьогодні кінцева ціна для більшості українських підприємств коливається в межах 8,40-8,60 грн за кіловат годину. В цю ціну входить як ціна виробленої електроенергії на електростанціях, так і тариф на розподіл електроенергії мережами обленерго, і тариф Укренерго, тобто тариф на передачу магістральними мережами. Тоді формула для визначення терміну окупності буде мати вигляд:

$$T_{OK} = \frac{K + V}{E} \quad (5.1.2)$$

де  $K$  – загальні капіталовкладення, грн;

$V$  – річні експлуатаційні витрати, грн;

					<b>MP 3.8.141.422 ПЗ</b>	Арк.
						80
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		



Е – економія за рік, грн.

Маючи всі необхідні дані, підставимо значення у формулу:

$$T_{\text{ок}} = \frac{16\,642\,690 + 166\,426}{231,39 * 8600} = 8,4 \text{ років}$$

Отримані результати, я вважаю, є прийнятними. Враховуючи термін експлуатації ВЕС – 20 років. Кінцева ціна для деяких підприємств навіть на сьогодні більше за 8,6 грн/кВт, до того ж прогнозується подальше підвищення цін на електроенергію як в цьому, так і наступних роках, що позитивно вплине на термін окупності ВЕС.

А ось що негативно вплине на термін окупності ВЕС так це деградування обладнання. Вітрові турбіни втрачають  $1,6 \pm 0,2\%$  своєї потужності на рік. Ця тенденція є послідовною для різних поколінь конструкцій турбін та окремих вітрових електростанцій. Такий рівень деградації знижує продуктивність вітроелектростанції на 12% протягом двадцятирічного терміну експлуатації, збільшуючи приведену вартість електроенергії на 9% [18].

Для визначення ефективності роботи потрібно знайти коефіцієнт використання встановленої потужності за формулою 5.1.3.

$$K_{\text{ВВП}} = \frac{P_{\text{Д}}}{P_{\text{ПЛ}}} \quad (5.1.3)$$

де  $P_{\text{Д}}$  – дійсний обсяг виробленої електроенергії за даний період часу, кВт\*год;  
 $P_{\text{ПЛ}}$  – плановий обсяг виробленої електроенергії за весь період експлуатації, кВт\*год.

Дійсний обсяг виробленої електроенергії залежить, як вже було визначено, від деградування обладнання. Відповідно до даних з таблиці 2.3.4 дійсний обсяг виробленої електроенергії за 20 років буде дорівнювати 3 987 572 кВт\*год. Дані будуть зображені у вигляді графіка на рис. 5.1.2. Плановий обсяг виробленої електроенергії знаходиться як добуток річного генерування ВЕС за весь термін експлуатації за формулою 5.1.4.

$$P_{\text{ПЛ}} = P * T \quad (5.1.4)$$

					<b>MP 3.8.141.422 ПЗ</b>	Арк.
						81
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

де  $P$  – обсяг виробленої електроенергії, що генерується ВЕС протягом року, кВт\*год;

$T$  – термін експлуатації, років.

Тоді згідно формули плановий обсяг електроенергії буде дорівнювати:

$$P_{\text{ПЛ}} = P * T = 231\,392 * 20 = 4\,627\,840 \text{ кВт * год}$$

Коефіцієнт використання дорівнює:

$$K_{\text{ВВП}} = \frac{P_{\text{Д}}}{P_{\text{ПЛ}}} = \frac{3\,987\,572}{4\,627\,840} = 0,86$$

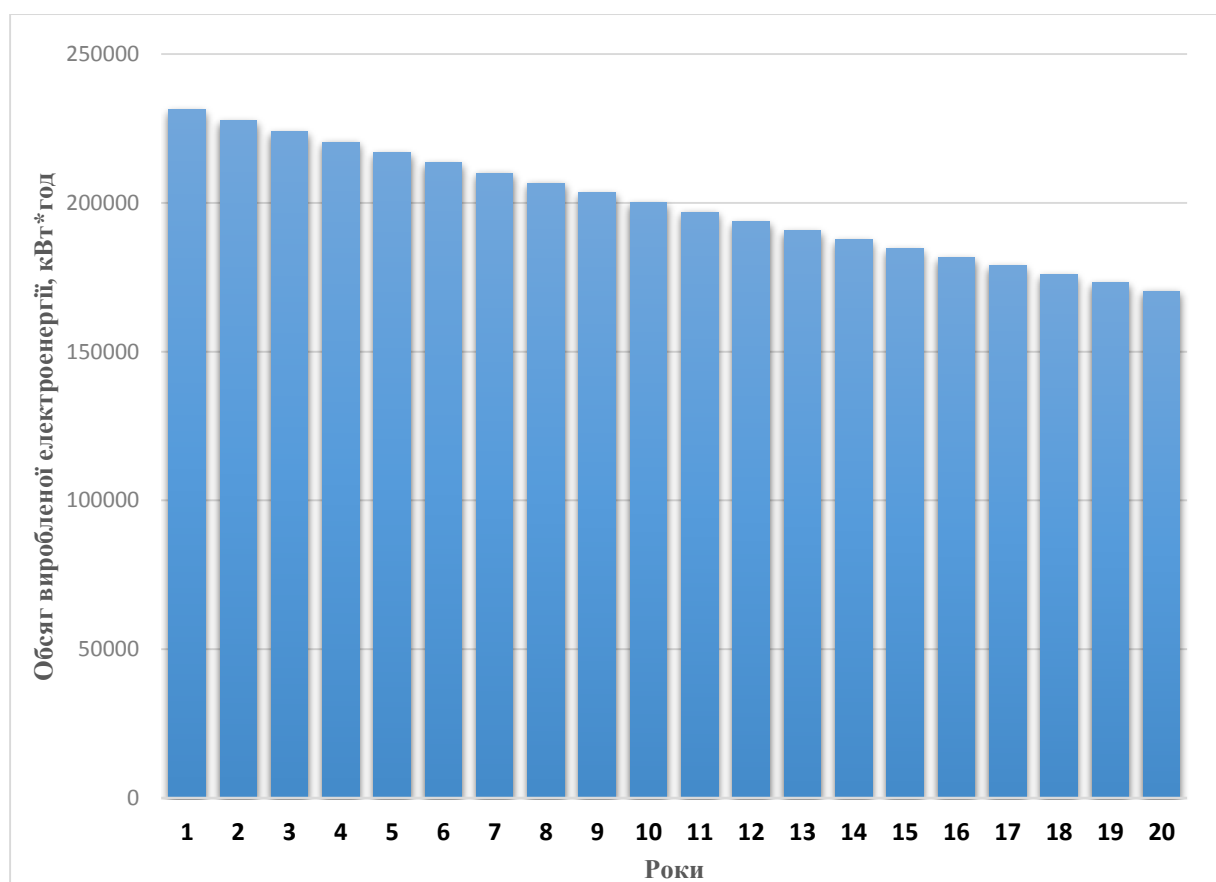


Рис. 5.1.2 – Дійсна генерація ВЕС протягом всього терміну експлуатації

## ВИСНОВОК

Безперечно можна сказати, що встановлення ВЕС є масштабним проектом, котрий вимагає комплексного професійного підходу. Багато часу й ресурсів потрібно як на проектування та аналіз місця встановлення, так в подальшому на доставку й монтажні роботи, враховуючи й без того не дешеву вартість як основного, так й додаткового обладнання тощо. Окрім цього, крім вітру, існує дуже велика кількість непередбачуваних факторів котрі все можливо впливають на ефективну роботу ВЕС. Це можуть бути погодні умови, як от влучання блискавки, так і фізичні явища такі як взаємодія зі слідами від розташованих попереду ВЕУ. Останні до сьогодні й досі є мало дослідженими. Непередбачуваність стабільної й прогнозованої роботи ВЕС вимагає в будь-якому випадку страхування, для забезпечення стабільного електропостачання, зі сторони хоч то електромережі або генератора.

З економічного погляду, термін окупності ВЕС в моїй роботі, дивлячись на термін експлуатації обладнання 20 років, вийшов дуже привабливим. Хоча, на мою думку, насправді він може виявитися більшим. Умови в мене були хоч і наближені до реальних, проте вважай що ідеальні. Рідко коли така велика сума доступна відразу, зазвичай береться позика, котра потім вимагає сплачування відсотків. Або купівля земельної ділянки. Так, купити її можливо, проте в реальності це скоріш за все буде або зовсім інша сума, або оренда, що буде додатковим фінансовим тягарем протягом всього терміну експлуатації.

Окрім цього, не дивлячись на низьку середньорічну швидкість вітру в місці встановлення, що вимагає додаткових потужностей та витрат, встановлення ВЕС на вибраній ділянці за поточних умов використання є – доцільним. Причиною тому є постійно зростаюча вартість електроенергії та нестабільна ситуація в енергосистемі. Дана ВЕС зможе забезпечити гідний рівень автономності та дасть можливість в будь-якому випадку зекономити на електроенергії, що вже робить її встановлення не збитковим.

					<b>MP 3.8.141.422 ПЗ</b>	Арк.
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		83

## СПИСОК ВИКОРИСТАНОЇ ЛІТЕРАТУРИ

1. Дзензерський В. А. Вітроенергетика інформаційно-аналітичний огляд альтернативної енергетики / В. А. Дзензерський, Г. Г. Пивняка. – Дніпро, 2014. – 156 с. – (Національний гірський університет).
2. Правильне розташування вітрогенераторів [Електронний ресурс]. – 2018. – Режим доступу до ресурсу: [https://world-shopping.com.ua/blog/pravilnoye\\_mestopolozheniye\\_vetrogeneratora/](https://world-shopping.com.ua/blog/pravilnoye_mestopolozheniye_vetrogeneratora/).
3. Порівняти клімат та погоду у Києві та Сумах [Електронний ресурс] – Режим доступу до ресурсу: <http://surl.li/okrvxy>.
4. Глобальний атлас вітрів [Електронний ресурс] – Режим доступу до ресурсу: <https://globalwindatlas.info/ru>.
5. Як влаштований блискавкозахист вітрогенераторів (вітряків)? [Електронний ресурс] – Режим доступу до ресурсу: <http://surl.li/upnfjl>.
6. Карта ґрунтів України [Електронний ресурс] – Режим доступу до ресурсу: <https://superagronom.com/karty/karta-gruntiv-ukrainy#close>.
7. Коефіцієнт одночасності максимумів навантаження [Електронний ресурс] – Режим доступу до ресурсу: <https://studfile.net/preview/7204265/page:27/>.
8. Правила улаштування електроустановок [Електронний ресурс]. – 2017. – Режим доступу до ресурсу: <https://zakon.isu.net.ua/sites/default/files/normdocs/pue.pdf>.
9. Відновлювана енергетика. Вітроенергетика. Блискавкозахист [Електронний ресурс]. – 2010. – Режим доступу до ресурсу: <http://surl.li/sfppot>.
10. Захист від імпульсних перенапруг [Електронний ресурс] – Режим доступу до ресурсу: <http://surl.li/jxbkuz>.
11. Інструкція. Вітрогенератори Condor Air (10-60 кВт) [Електронний ресурс]. – 2017. – Режим доступу до ресурсу: <http://surl.li/xhkhzc>.
12. Втрати ефективності при співвісному розташуванні пари вітрогенераторів / В. Л. Окулов, І. В. Наумов, М. А. Цой, Р. Ф. Миккельсен., 2017.
13. Google Планета земля [Електронний ресурс] – Режим доступу до ресурсу: <https://www.google.com.ua/earth/>.

					<b>MP 3.8.141.422 ПЗ</b>	Арк.
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		84

14. Проблеми охорони праці в сфері вітроенергетики [Електронний ресурс]. – 2018. – Режим доступу до ресурсу: <http://surl.li/yielra>.
15. Погода у Сумах [Електронний ресурс]. – 2022. – Режим доступу до ресурсу: <https://sumypost.com/sumynews/pogoda/pogoda-v-sumah/>.
16. Як розрахувати контур заземлення самостійно - покрокова інструкція [Електронний ресурс]. – 2023. – Режим доступу до ресурсу: <http://surl.li/tkahcf>.
17. Ринок землі в Україні [Електронний ресурс]. – 2024. – Режим доступу до ресурсу: <https://opendatabot.ua/ru/open/land>.
18. Як продуктивність вітропарку знижується з віком? [Електронний ресурс]. – 2014. – Режим доступу до ресурсу: [https://www.researchgate.net/publication/261600738\\_How\\_does\\_wind\\_farm\\_performance\\_decline\\_with\\_age](https://www.researchgate.net/publication/261600738_How_does_wind_farm_performance_decline_with_age).

					<b>MP 3.8.141.422 ПЗ</b>	Арк.
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		85