

Міністерство освіти і науки України
Тернопільський національний технічний університет імені Івана Пулюя

Факультет прикладних інформаційних технологій та електроінженерії

(повна назва факультету)

Кафедра електричної інженерії

(повна назва кафедри)

КВАЛІФІКАЦІЙНА РОБОТА

на здобуття освітнього ступеня

бакалавр

(назва освітнього ступеня)

на тему: **ПРОЕКТУВАННЯ ВІТРОВОЇ ЕЛЕКТРОСТАНЦІЇ
ПОБЛИЗУ С.ГУКЛИВИЙ ВОЛОВЕЦЬКОГО РАЙОНУ**

Виконав студент IV курсу, групи ЕТ-41
спеціальності 141 Електроенергетика, електротехніка та
електромеханіка

(шифр і назва спеціальності)

Катюшиць В.А.
(підпис) (прізвище та ініціали)

Керівник Коваль В.П.
(підпис) (прізвище та ініціали)

Нормоконтроль Мовчан Л.Т.
(підпис) (прізвище та ініціали)

Завідувач кафедри Тарасенко М.Г.
(підпис) (прізвище та ініціали)

Рецензент
(підпис) (прізвище та ініціали)

Тернопіль
2023

РЕФЕРАТ

Кваліфікаційна робота бакалавра. Тернопільський національний технічний університет імені Івана Пулюя. Факультет прикладних інформаційних технологій та електроінженерії. Кафедра електричної інженерії, група ЕТ–41. - Т. : ТНТУ, 2023.

Стор. 65; рис. 16; табл. 14; креслень (презентацій) —; джерел 17.

Кваліфікаційна робота бакалавра виконана на підставі завдання на тему: «Проектування вітрової електростанції поблизу с.Гуклиий Воловецького району».

Метою роботи є розробка проекту вітрової електростанції із для електропостачання населеного пункту.

У роботі проведено аналіз принципу та особливостей роботи вітрової електростанції. На основі аналізу об'єкту електропостачання вибрати необхідне електрообладнання та спроектовано головну схему електричних з'єднань. Проведено перевірку роботи обладнання у режимах короткого замикання на ділянках лінії електропередач

Ключові слова: Вітрова електростанція, електропостачання, коротке замикання

ЗМІСТ

ВСТУП

1 АНАЛІТИЧНИЙ РОЗДІЛ.....	8
1.1 Тенденції розвитку вітрових турбін та вітроенергетики	8
1.2 Вітрогенераторні установки великої потужності. Проблеми та особливості роботи	9
1.3 Вітрова турбіна	10
1.4 Оцінка вітрових ресурсів.....	12
1.5 Вивчення вітрового потенціалу	12
1.6 Силова електроніка вітроустановки	14
1.7 Висновки до розділу	16
2 ПРОЕКТНО-КОНСТРУКТОРСЬКИЙ РОЗДІЛ.....	14
2.1 Об'єкт електропостачання. Розташування	17
2.2 Вибір вітроустановок	18
2.3 Вибір дизельних генераторів	20
2.4 Структурна схема електростанції	21
2.5 Електрична схема	22
2.6 Вибір силових трансформаторів.....	23
2.7 Вибір комутаційної та вимірювальної апаратури, кабельних ліній та шино провідів	24
2.8 Вибір високовольтних вимикачів та роз'єднувачів	25
2.9 Вибір автоматичних вимикачів	26
2.10 Вибір перерізів кабельних ліній	28
2.11 Вибір шин.....	29
2.12 Вибір вимірювальних трансформаторів струму на стороні 10кВ	29
2.13 Вибір перерізу кабельних ліній електропередач 10 кВ.....	30
2.14 Територія та будівельний майданчик під ВЕС	31
2.15 Розміщення обладнання.....	31

2.16 Висновки до розділу	33
3 РОЗРАХУНКОВИЙ РОЗДІЛ	34
3.1 Розрахунок струмів короткого замикання.....	34
3.1.1 Основні положення.....	34
3.1.2 Визначення параметрів схеми заміщення	34
3.1.3 Розрахунок трифазного струму короткого замикання	41
3.2 Перевірка основного обладнання на струми короткого замикання	48
3.2.1 Перевірка високовольтних вимикачів.....	48
3.2.2 Перевірка вимірювальних трансформаторів струму.....	52
3.2.3 Перевірка кабельних ліній	53
3.2.4 Перевірка автоматичних вимикачів	54
3.3 Висновки до розділу	55
3.7 Висновки до розділу	50
4 БЕЗПЕКА ЖИТТЄДІЯЛЬНОСТІ, ОСНОВИ ОХОРОНИ ПРАЦІ	52
4.1 Класифікація приміщень за небезпекою електротравм	56
4.2 Причини електротравм, напруга кроку.....	57
4.3 Запобігання виникненню та ліквідації наслідків надзвичайних ситуацій техногенного і природного походження на об'єктах електроенергетики	59
ЗАГАЛЬНІ ВИСНОВКИ	62
ПЕРЕЛІК ПОСИЛАНЬ	63

ВСТУП

Актуальність теми.

Тисячоліттями людство усвідомлювало, наскільки цінною може бути енергія вітру в нашому повсякденному житті - від вітрильників до вітряків. Понад століття ми також вміємо перетворювати рух великих повітряних мас на електричну енергію для використання безпосередньо там, де вона генерується, або в іншому місці чи часі. Коротше кажучи, сьогодні вітроенергетика має всі необхідні передумови для того, щоб відігравати провідну роль у глобальному енергетичному переході та переході до використання "зелених" джерел енергії.

Багато переваг вітроенергетики є спільними для інших відновлюваних джерел енергії. Перш за все, це її роль у боротьбі зі зміною клімату: використання енергії вітру означає скорочення використання викопного палива, тим самим зменшуючи викиди вуглекислого газу, дрібних частинок та інших речовин, що змінюють клімат і спричиняють парниковий ефект. Крім того, вітроенергетика може допомогти досягти енергетичної самодостатності, пропонуючи незаперечні економічні вигоди для країн, які її використовують, а також будучи кроком у напрямку сталого розвитку, оскільки вона по суті безкоштовна після встановлення вітротурбіни. Крім того, вітер - це потужне джерело енергії, яке є невичерпним і необмеженим у часі, доступне на більшій частині земної поверхні.

Серед особливостей вітроенергетики, які роблять її такою перспективною формою "зеленої" енергетики, є можливість її використання в поєднанні з сонячною енергією. Крім того, що ці дві форми енергії можуть співіснувати на одній станції, вони також мають ряд особливостей, які доповнюють один одного.

Саме тому використання вітрового потенціалу для генерування електричної енергії є актуальним і важливим для енергетичної безпеки та незалежності держави.

Мета кваліфікаційної роботи: розробка проекту вітрової електростанції із для електропостачання населеного пункту.

Відповідно до даної метою ставляться такі **завдання:**

1. Провести аналіз принципу та особливостей роботи вітрової електростанції.
2. На основі аналізу об'єкту електропостачання вибрати необхідне електрообладнання.
3. Спроекувати головну схему електричних з'єднань.
4. Провести перевірку роботи обладнання у режимах короткого замикання на ділянках лінії електропередач.

Структура роботи. Робота складається з розрахунково-пояснювальної записки та графічної частини. Розрахунково-пояснювальна записка складається з вступу, 4 частин, висновків та переліку посилань. Обсяг роботи: розрахунково-пояснювальна записка – 65 арк. формату А4, графічна частина – аркушів презентації.

1 АНАЛІТИЧНИЙ РОЗДІЛ

1.1 Тенденції розвитку вітрових турбін та вітроенергетики

На відміну від вітряків, які використовуються безпосередньо для виконання таких робіт, як перекачування води або помел зерна, вітрові турбіни використовуються для перетворення енергії вітру в електроенергію. Перша у світі вітряна турбіна з автоматичним керуванням була спроектована і побудована Чарльзом Брашем у 1888 році. Ця вітряна турбіна була оснащена 144 кедровими лопатями, що оберталися в діаметрі 17 м. Вона генерувала пікову потужність 12 кВт для зарядки акумуляторів, які постачали постійний струм до ламп та електродвигунів [1].

Основоположною конструкцією для сучасних вітрових турбін стала вітрова турбіна Гедсер, побудована в Данії в середині 1950-х років [2]. Сьогодні сучасні вітрові турбіни на вітроелектростанціях мають, як правило, три лопаті, працюють при відносно високих швидкостях вітру і виробляють потужність до декількох мегават.

Технологія вітрових турбін розвивалася шляхом постійної оптимізації конструкції турбін, поліпшення їхніх характеристик і підвищення загальної ефективності. Існує кілька поколінь розвитку і вдосконалення технології вітрових турбін, зосереджених на лопатях, генераторах, методах прямого приводу, системах управління тангажу і ризикання і так далі. Для того, щоб забезпечити більше електроенергії з вітроенергетики в найближчі кілька десятиліть, необхідно

- Розробка інноваційних технологій [3].
- Зниження вартості вітрових турбін за рахунок вдосконалення технологій.
- Оптимізація виробничих процесів і вдосконалення виробничих операцій.
- Покращення продуктивності та ефективності вітрових турбін [5,6].

- Зниження експлуатаційних витрат і витрат на технічне обслуговування.
- Розширення виробничих потужностей вітротурбін.

Сучасні основні тенденції розвитку вітрових турбін спрямовані на збільшення потужності, підвищення ефективності та надійності, а також на зниження вартості кіловата енергії.

1.2 Вітрогенераторні установки великої потужності. Проблеми та особливості роботи

Одним із значних досягнень у проектуванні та виробництві вітрових турбін за останні роки є збільшення потужності окремих вітрових турбін. Якщо вітрогенератори потужністю всього 25 кВт продавалися лише тридцять років тому, то сьогодні комерційний діапазон сучасних вітрогенераторів зазвичай становить 1-6 МВт. У той же час, деякі великі виробники вітрових турбін випускають вітрові турбіни потужністю 7-10 МВт. У зв'язку з цією тенденцією були розроблені інноваційні технології та прийняті нові матеріали для оптимізації продуктивності вітротурбіни та мінімізації експлуатаційних і виробничих витрат. Однак, хоча вітротурбіни великої потужності дозволяють збільшити вихід вітрової енергії і знизити вартість кВт-год, перед інженерами-вітроенергетиками стоять деякі значні виклики:

1. Частота відмов вітрових турбін залежить не лише від їхнього експлуатаційного віку, але й від їхньої номінальної потужності. Високопотужні, великогабаритні вітрові турбіни демонструють значно вищий річний рівень відмов через первинні відмови системи управління, трансмісії та електронних/електричних компонентів. Оскільки більшість мегаватних вітрових турбін, як правило, були одними з перших встановлених моделей, вони демонструють високу частоту ранніх відмов, яка дещо знижується з роками експлуатації [7].

2. Швидкість вітру пропорційна висоті від поверхні землі. Зі збільшенням довжини лопатей великих вітрових турбін різниця динамічних вітрових

навантажень між лопатями, що обертаються, стає значно більшою, що призводить до великого результуючого незбалансованого втомного навантаження на лопаті турбіни і, як наслідок, незбалансованого крутного моменту на головному валу, і, в свою чергу, на вітровій вежі.

3. Під час роботи вітрової турбіни необхідно підтримувати мінімальний зазор між кінчиками лопатей і вітровою вежею. Тому необхідна висока жорсткість лопатей, щоб уникнути зіткнення між лопатями і вежею. На практиці максимальна довжина лопаті обмежується необхідною жорсткістю і напруженням на лопаті.

4. Великі вітрогенератори стають більш чутливими до коливань швидкості та інтенсивності вітру в зоні дії вітрогенератора.

5. Транспортування і монтаж лопатей великої довжини залишаються складними завданнями для вітроенергетичної галузі. Довжина лопаті вітрової турбіни потужністю 4,5-5 МВт коливається в межах 50-70 м. Такі довгі лопаті дуже складно транспортувати сучасними автомагістралями і встановлювати на верхівках 120-160-метрових вітрових веж.

6. Міцність вежі є ще одним фактором. Для заданої витримуваної швидкості вітру маса вітрової турбіни приблизно пропорційна кубу довжини її лопатей, а вихідна потужність пропорційна квадрату довжини лопатей. Зазвичай маса вітрогенератора потужністю 4,5-5 МВт становить 200-500 тонн. Повідомлялося, що подвоєння висоти вежі, як правило, вимагає подвоєння діаметру, що збільшує кількість матеріалу у 8 разів [8].

Для забезпечення сталості збільшення вихідної потужності та розміру турбіни всі ці виклики мають бути ретельно та ефективно вирішені.

1.3 Вітрова турбіна

Більшість сучасних великих вітрових турбін - це турбіни з горизонтальною віссю і, як правило, трьома лопатями. Як показано на рис. 1.1, вітрова турбіна складається з гондоли, яка розміщується на верхівці

вітрогенератора, всередині якої знаходиться більшість компонентів турбіни. Три лопаті (встановлені на втулці ротора, яка з'єднана через головний вал з редуктором. Ротор вітрогенератора з'єднаний з вихідним валом редуктора. Таким чином, низька швидкість обертання втулки ротора збільшується до бажаної високої швидкості обертання ротора генератора.

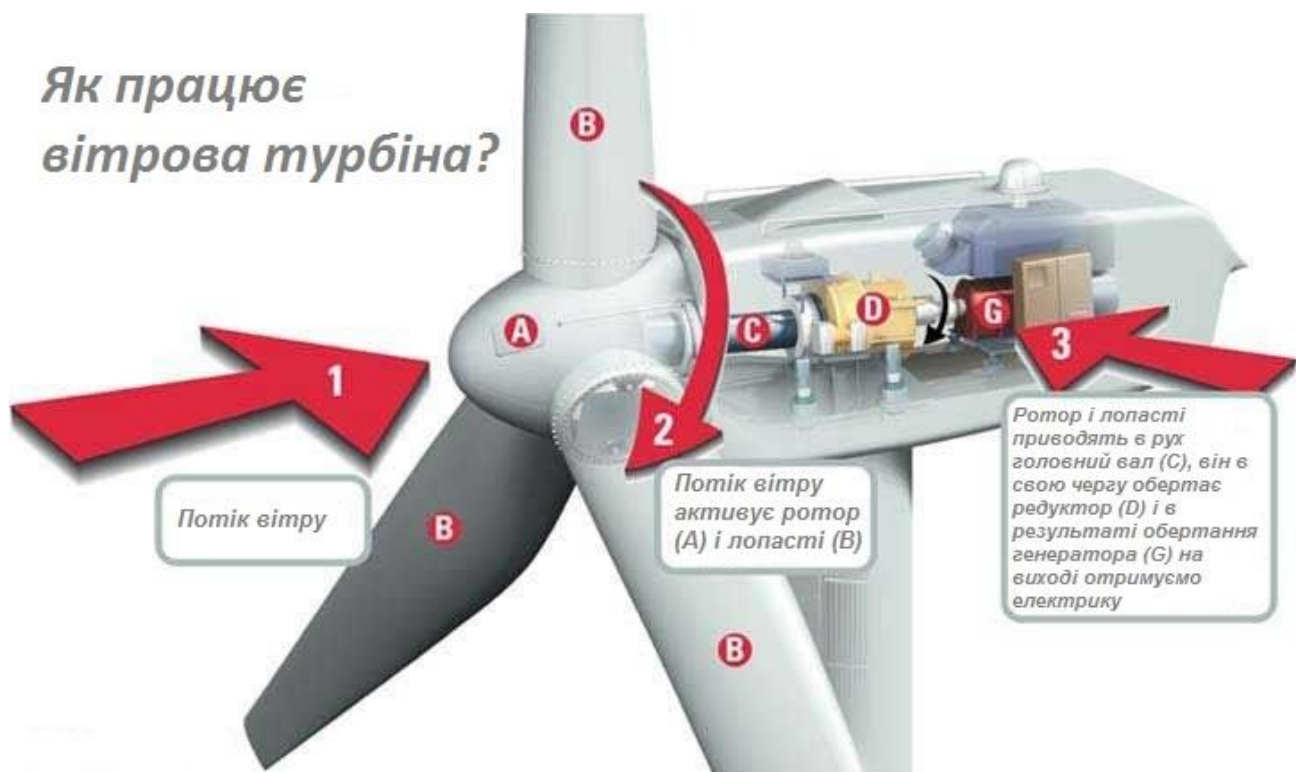


Рисунок 1.1 – Вітрова турбіна

За допомогою системи регулювання кроку кожна лопать нахиляється індивідуально для оптимізації кута атаки лопаті, що забезпечує більш високе захоплення енергії в нормальному режимі роботи і захищає компоненти турбіни (лопаті, башту і т.д.) від пошкоджень в аварійних ситуаціях. Використовуючи інформацію зворотного зв'язку, таку як вимірний миттєвий напрямок і швидкість вітру від флюгера, система управління ризиком забезпечує контроль орієнтації турбіни для забезпечення постійного обертання турбіни проти вітру.

1.4 Оцінка вітрових ресурсів

Оцінка вітрових ресурсів з точки зору їх використання для виробництва енергії за допомогою вітрових турбін (ВЕУ) є дуже важливою для ефективного і доцільного виробництва енергії. Оцінка вітрових ресурсів залежить від географічного розташування, швидкості вітру та його характеристик. У літературі описано багато підходів, придатних для такої оцінки, наприклад, постійність швидкості вітру, яка є життєво важливою під час видобутку вітрової енергії [9]. Що стосується місця розташування вітроенергетичних об'єктів, то оптимальними є місця із середньорічною швидкістю вітру 20 км/год, висотою концентратора 30 м і щільністю потужності щонайменше 150 Вт/м^2 , а також враховуючи правило дев'яти метрів для висоти ВЕУ над найвищою спорудою (як природною, так і створеною людиною), щоб уникнути зниження швидкості вітру через поверхневе тертя [10]. Це часто призводить до створення приграничного шару, який погіршує роботу турбіни. Місця з гострими краями, ймовірно, створюють турбулентність, яка також знижує продуктивність ВЕУ. Лопаті турбіни часто страждають від вібрації, викликані турбулентністю; отже, ідеально розміщувати ВЕУ на відстані 150 м від усіх перешкод. На рисунку 1.2 показано різницю між вдалим і невдалим місцем розташування ВЕУ. ВЕУ найбільш ефективні при рівномірному русі вітру за швидкістю і напрямком. Місцева швидкість вітру в середньому повинна становити близько 7 м/с на висоті 25 м над землею, щоб використання вітру було виправданим.

1.5 Вивчення вітрового потенціалу

Доцільність виробництва вітрової енергії значною мірою залежить від даних про вітер, таких як швидкість і напрямок. У зв'язку з цим моделі повинні передбачати такі дані протягом тривалого часу, оскільки очікуваний термін експлуатації вітроелектростанції є дуже важливим. Більшість таких моделей

побудовані на основі історичних даних, що дозволяє точно передбачити майбутні дані про вітер. Вайсер проаналізував можливість виробництва енергії з вітру в Гранаді, використовуючи функцію розподілу щільності Вейбулла, з даними про швидкість вітру, записаними погодинно протягом певного часу [11].

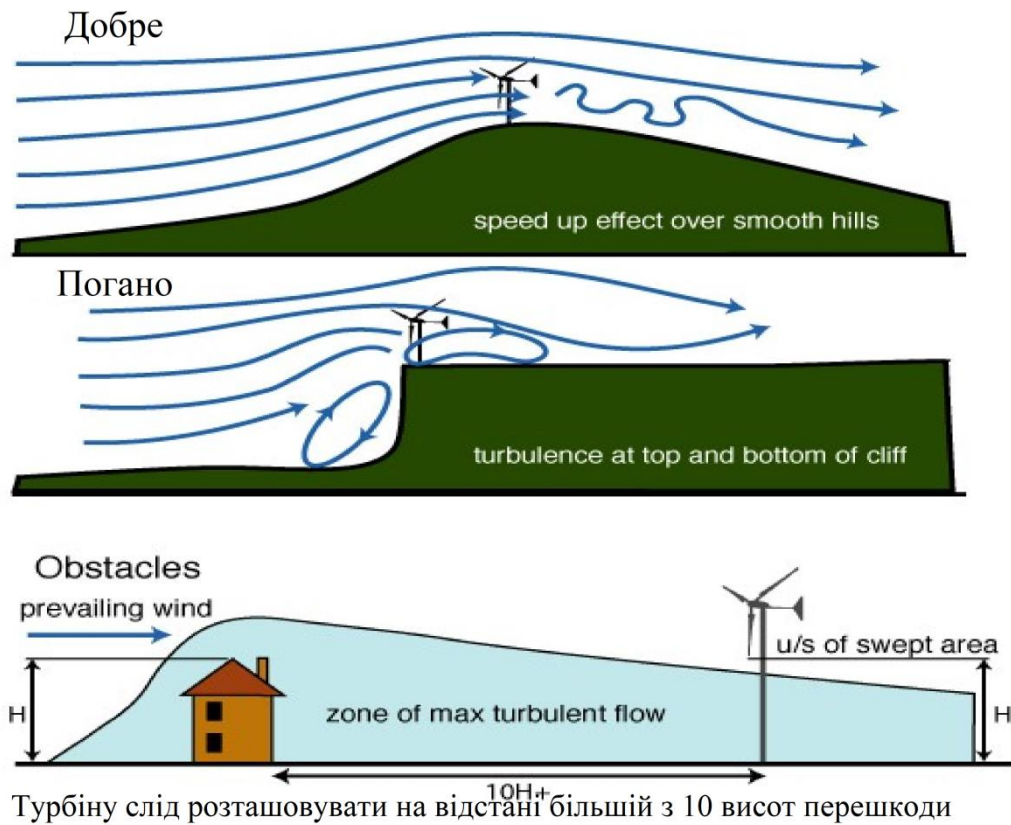


Рисунок 1.2 Розташування вітротурбіни відносно рельєфу та оточуючих об'єктів

За допомогою даних про вітер була побудована модель, заснована на ймовірностях, яка генерувала результати на основі перетворення Бокса-Кокса. Цей алгоритм надалі використовувався для приведення даних до нормального розподілу для всіх станцій, що розглядалися в дослідженні. Також була досліджена інша модель для оцінки енергії від систем перетворення вітрової енергії. Модель була розроблена для виявлення збоїв у режимах роботи обладнання та мінливого характеру вітрових ресурсів. Аналогічно, інші автори також досліджували застосування функції розподілу ймовірностей Вейбулла

для визначення щільності енергії вітру та інших параметрів вітру, використовуючи дані, записані протягом 50 безперервних днів.

Модель кумулятивної семіваріограми була розроблена для визначення можливості генерування вітрової енергії вздовж узбережжя Туреччини. Модель змогла визначити всі регіональні варіації з будь-якого напрямку вздовж узбережжя. За допомогою моделі кумулятивної семіваріограми було визначено радіус впливу швидкості вітру та параметрів для Вейбулла [12]. Модель кумулятивної семіваріограми надалі генерувала безрозмірні стандартні регіональні функції залежності, здатні прогнозувати швидкість вітру та інші життєво важливі параметри. Інший подібний пілотний проект також був проведений в Алжирі, де дослідники використовували коло Маркова 1-го порядку, а також підхід Вейбулла для моделювання вітру за допомогою зареєстрованих даних про швидкість і напрямок вітру. Марківська модель була досліджена також для моделювання швидкості вітру на Корсиці, Франція, завдяки її високому рівню точності. Моделювання методом Монте-Карло також використовувалося для отримання даних про вітер на різних вітрових електростанціях. За допомогою функцій розподілу Релея та Вейбулла було також досліджено варіації вітру в конкретній місцевості та визначено, що вони підходять для прогнозування швидкості вітру.

1.6 Силова електроніка вітроустановки

Рух повітря в природі є нестабільним, швидкість і напрямок вітру змінюються щодня і щосезону, що створює певні труднощі в експлуатації. Силова електроніка необхідна, щоб забезпечити надійність системи та підвищити ефективність за рахунок зменшення механічних навантажень, які можуть негативно вплинути на продуктивність системи. Вся система перетворення вітрової енергії спроектована як генераторна установка і, отже, може бути легко підключена до мережі. Робота зі змінною швидкістю є більш сприятливою, ніж робота з фіксованою швидкістю. Робота зі змінною

швидкістю зменшує механічне навантаження, а також забезпечує максимальну потужність, з легким контролем генерації для плавної інтеграції в мережу. Силу електроніку, що використовується для ВЕУ зі змінною швидкістю, зображено на рис. 1.3.

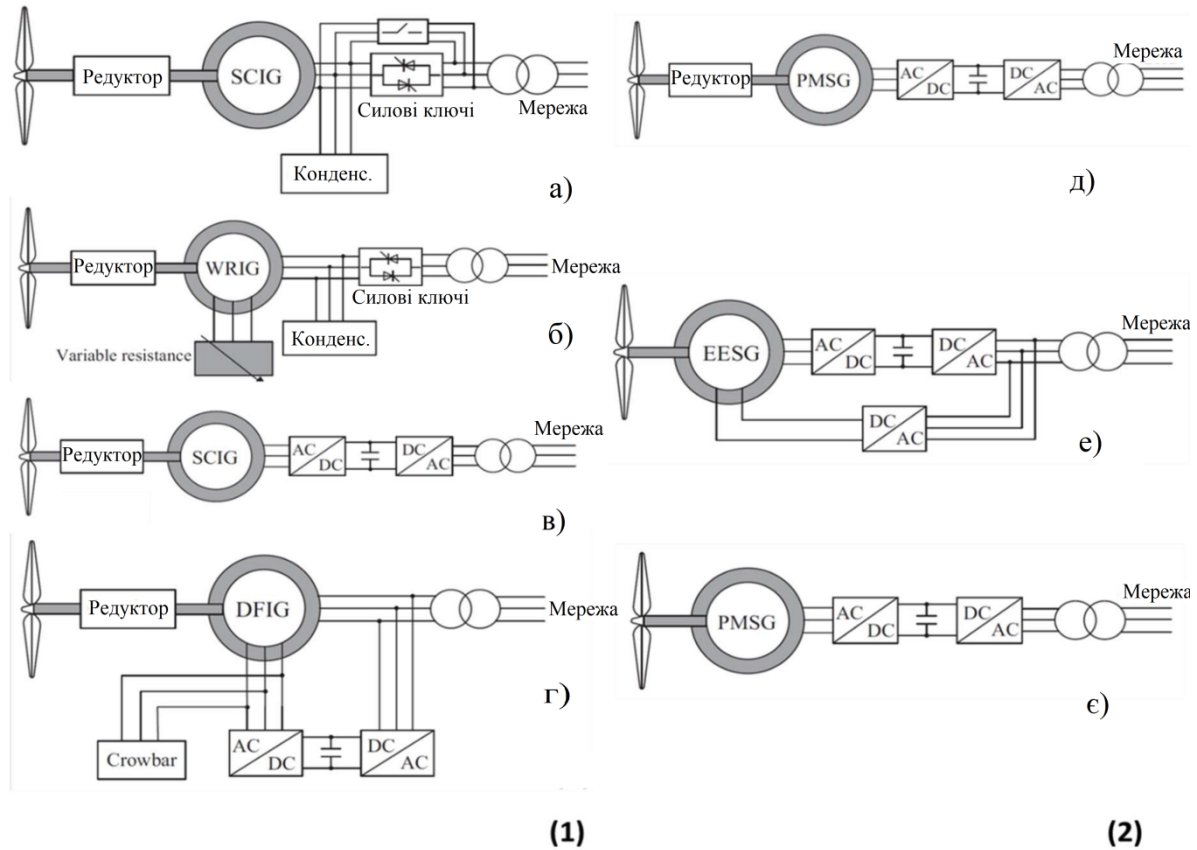


Рисунок 1.3 - Силу електронні перетворювачі для різних типів генераторів: (1) асинхронні (АД); (2) синхронні (СГ), (а) з фіксованою частотою обертання (ФЧ), (б) з обмеженою частотою обертання обмотки (ОО), (в) зі змінною частотою обертання обмотки (ЗЧ), (г) зі змінною частотою обертання обмотки (ЗЧ) або з подвійним живленням (ДЖ), (д) зі змінною частотою обертання постійного магніту непрямого збудження (ПМ), (е) зі змінною частотою обертання постійного магніту прямого зовнішнього збудження (ПЗЗЗ), (е) зі змінною частотою обертання постійного магніту непрямого збудження (ПЗЗ) з повним набором електронної апаратури [9]

Для генерації електроенергії навіть для ВЕУ з фіксованою швидкістю все одно потрібні силу ключі, які називаються тиристорами, особливо якщо вони

мають бути підключені до мережі. Тиристори використовуються в якості м'якого пускача. Однак слід зазначити, що використання цієї силової електроніки, швидше за все, збільшує загальну вартість системи. Незважаючи на недоліки силової електроніки, її вплив на систему з точки зору зменшення механічної складності і витримування всіх механічних навантажень, що впливають на систему, робить її привабливою для вітроенергетичної галузі. Як показано на рис. 1.3 е, є, наявність силової електроніки як частини системи може усунути необхідність в редукторі. Це означає, що втрати системи, швидше за все, зменшаться, оскільки ці втрати часто пов'язані з редуктором. В даний час у вітроенергетиці використовується декілька технологій перетворювачів. Дворівневі перетворювачі джерела напруги - це DFIG і PMSG, які використовуються у вітроенергетиці. Щоб підтримувати вищу потужність генератора, ці перетворювачі можуть бути з'єднані послідовно або паралельно. Ці технології знову ж таки збільшують складність системи, а отже, збільшують загальну вартість системи. Для випадків, що вимагають високої потужності, використовується метод послідовного з'єднання джерел струму з широтно-імпульсною модуляцією. Адаптація цього методу підвищує продуктивність для відмінної інтеграції в мережу. Проблеми з перенапругою через взаємодію перемикачів є основним недоліком цього методу

1.7 Висновки до розділу

1. Проведено аналіз тенденції розвитку вітрових турбін. Встановлено, що вони спрямовані на збільшення потужності, підвищення ефективності та надійності, а також на зниження вартості кіловата енергії.
2. Проаналізовано особливості роботи віротурбін великої потужності. Встановлено перелік питань, які ще слід вирішити інженерам для підвищення їх надійності та ефективності.
3. Розглянуто особливості оцінки вітрового потенціалу.
4. Проведено аналіз силової частини вітроенергетичної установки

2 ПРОЕКТНО-КОНСТРУКТОРСЬКИЙ РОЗДІЛ

2.1 Об'єкт електропостачання. Розташування

У даній роботі пропонується забезпечити електроенергією с. Гукливий за допомогою відновлюваних джерел енергії. Воно знаходиться у Воловецькому районі біля полонини Боржава. За попередніми оцінками даний район цілком підходить по вітропотенціалу для будівництва ВЕС [13]. В даній роботі вітрогенератори використовуються як основне джерело, а резервне, на випадок блекауту, — дизель генератори (рис.2.2).

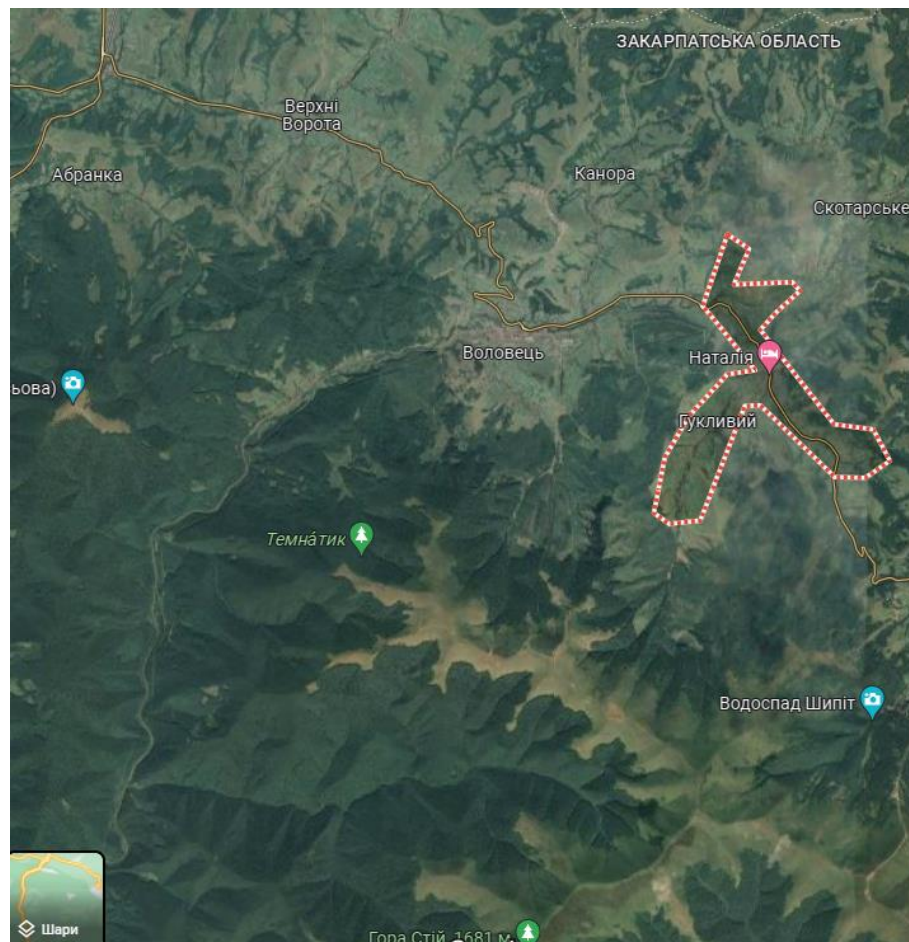


Рисунок 2.1 - с. Гукливий біля полонини Боржава

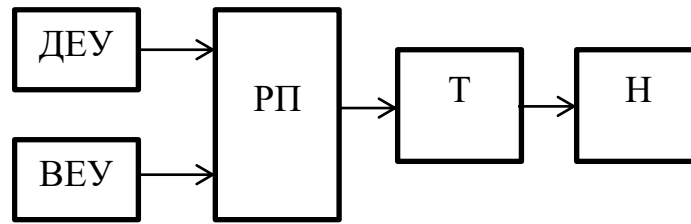


Рисунок 2.2 - Структурна схема вітродизельної системи електропостачання: ДЕУ - дизельна електроустановка; ВЕУ – вітроустановка; РП - розподільний пристрій; Т-трансформатор; Н – навантаження

2.2 Вибір вітроустановок

Вибір вітрогенераторів буде проводитися за технічними характеристиками, способом кріплення та числом, необхідним для забезпечення необхідної потужності.

За цими критеріями було обрано такі марки вітрогенераторів.

Таблиця 2.1 - Технічні характеристики ВЕУ

Марка турбіни	KWT 300	GEV MP C
Номінальна потужність, кВт	300	275
Діаметр ротора, м	33	30
Висота вежі, м	41,5	55
Швидкість вітру при включенні, м/с	3	3,5
Номінальна швидкість вітру, м/с	11,5	14
Генераторна напруга, В	0,4	0,4
Вага, тонн	26,2 - 33,6	18,5

Для визначення необхідної кількості установок необхідно проаналізувати криві потужності та ймовірність вітру у селищі. Перемноживши графіки, наведені нижче (рис.2.3 і 2.4), і склавши по кожній позиції, отримаємо річний виробіток кожного вітрогенератора. Для KWT 300 вироблення дорівнює 1601,9 кВт·год/рік, для GEV MP C 1105,58 кВт·год/рік. По [14] таблиці 9 задамося

річною витратою електроенергії, на 2021 потреба в електроенергії становила 10572 КВт·год/рік. Також варто врахувати, що вітрогенератори покриватимуть 80 % споживаної потужності, з урахуванням того, що в нічний час електрична енергія може перетворюватися на теплову для опалення.

Тоді кількість вітрогенераторів визначиться за формулою

$$n_i = \frac{W_{\text{спож.}}}{W_{\text{вирі}}} \cdot 0,8 \quad (2.1)$$

де, $W_{\text{спож}}$ - споживана потужність селищем, МВт·год/рік,

$W_{\text{вирі}}$ - вироблення і-го вітрогенератора, МВт·год/рік.

$$n_{KWT300} = \frac{10572}{1601,9} \cdot 0,8 \approx 6$$

$$n_{GEVMPC} = \frac{10572}{1105,58} \cdot 0,8 \approx 10$$

Так як хребет гори, вибраний для встановлення вітрогенераторів, не дозволить розмістити 10 вітрогенераторів, вибираємо KWT-300 у кількості 6 штук.

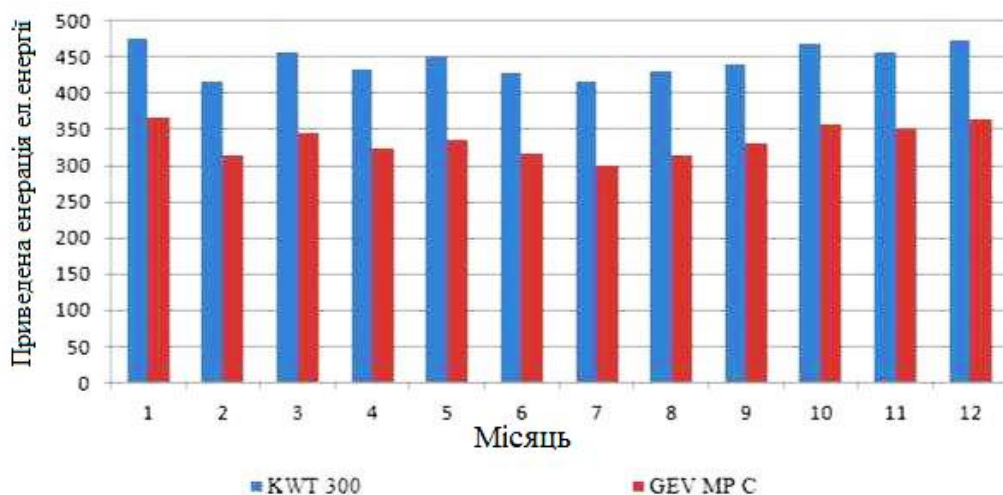


Рисунок 2.3 — Потужні характеристики вітрогенераторів

Повторюваність швидкостей вітру по градаціях
(за чотирьохпараметричним рівнянням Гриневича)

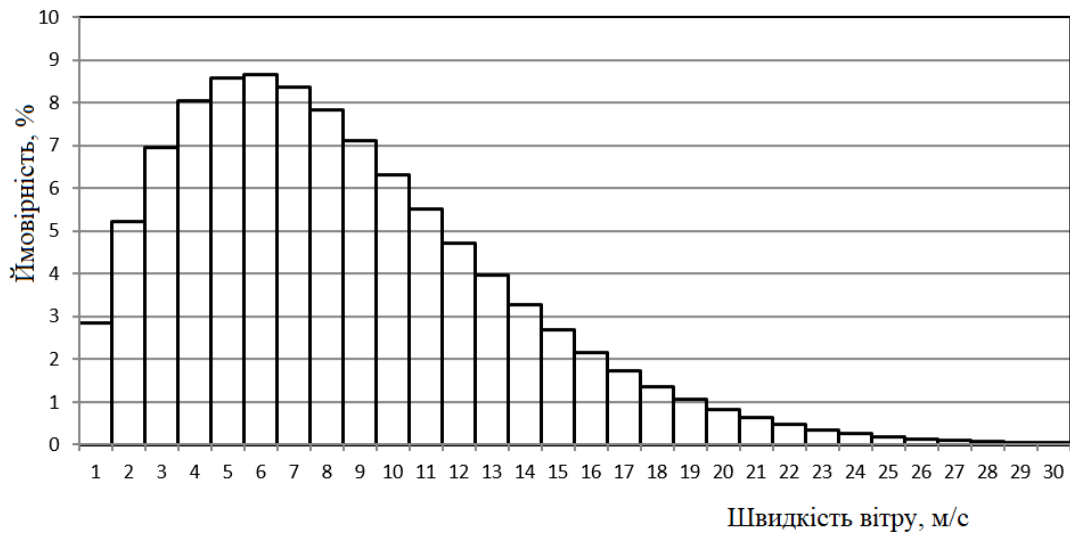


Рисунок 2.4 - Імовірність вітру в с. Гукливий

2.3 Вибір дизельних генераторів

Вибір числа та потужності дизельних генераторів слід проводити з урахуванням наступних вимог:

1) Сумарна потужність дизельної електростанції повинна бути на 40% більше зимового максимуму навантаження, кВт:

$$P_{ДЕС} \geq 1,4 \cdot P_{3\max} \quad (2.2)$$

де $P_{3\max}$ - максимальне зимове навантаження споживачів, кВт

$$P_{ДЕС} \geq 1,4 \cdot 1740,$$

$$P_{ДЕС} \geq 2436,$$

Приймаємо $P_{ДЕС} = 2560$ кВт

2) Річна генерація ДЕС має бути на 50% більшою за річне споживання населеного пункту, кВт·год:

$$P_{ДЕС} \cdot 8760 \geq 1,5 \cdot W_{год},$$

$$2400 \cdot 8760 \geq 1,5 \cdot 10571556, \quad (2.3)$$

$$21024000 \geq 15857334,$$

Вибираємо два ДГ Caterpillar 3512B HD потужністю 1280 кВт. Сумарна потужність ДГ становитиме 2560 кВт. Ця модель електростанції демонструє високий показник ККД, економічність та стабільність.

Генератор Caterpillar 3512B HD вимагає низьких витрат на експлуатацію, легко монтується, надійний, екологічний. Електростанція 3512B HD має потужність 1280 кВт, а також допускає 10-відсоткове навантаження через кожні 12 годин роботи протягом години.

2.4 Структурна схема електростанції

Перша структурна схема вітродизельної електростанції складається з 8 генераторів (6 вітрогенераторів та 2 дизель генератора) підключених до двох шин 0,4 кВ по 3 вітрогенератори та одного дизельгенератора на кожну шину. Видача потужності споживачеві здійснюється за допомогою двох підвищуючих трансформаторів, які підключені до РП 10 кВ (рис.2.5).

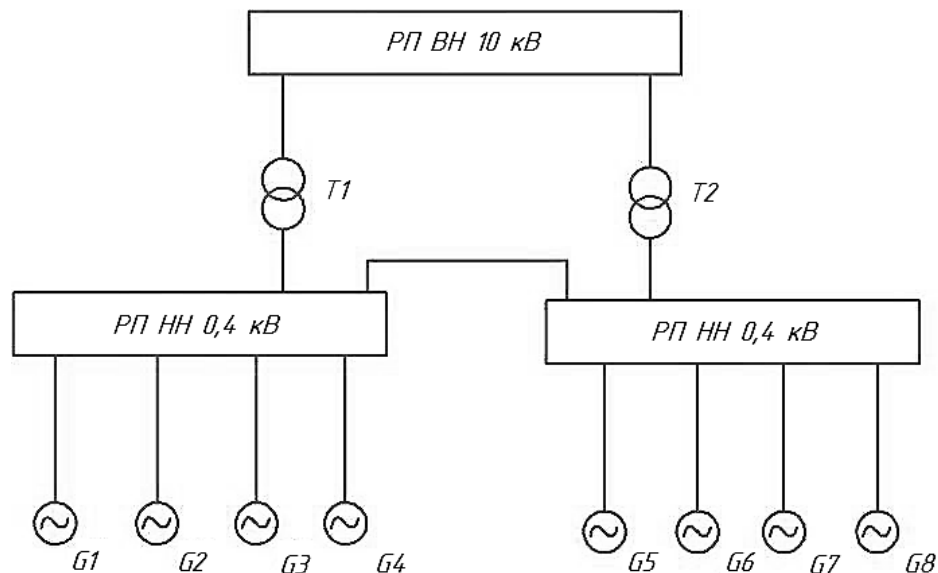


Рисунок 2.5 - Перший варіант структурної схеми ВЕС

Друга структурна схема вітродизельної електростанції складається з 8 генераторів, підключених до однієї шини 0,4 кВ. Видача потужності споживачеві здійснюється за допомогою одного підвищуючого трансформатора, який підключений до РП 10 кВ (рис.2.6).

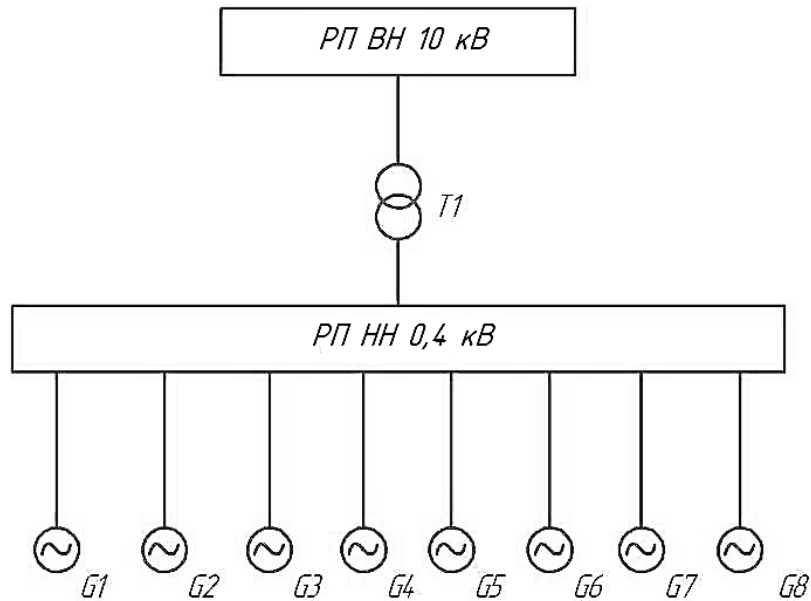


Рисунок 2.6 - Другий варіант структурної схеми ВЕС

Другий варіант схеми, вкрай ненадійний, відсутнє резервування обладнання, елементи схеми можна вивести в ремонт тільки за умови припинення постачання споживача електроенергією. У зв'язку з цим вибираємо надійніший перший варіант схеми.

2.5 Електрична схема

Принципова електрична схема представлена на рис. 2.7.

Розподільчий пристрій на стороні вищої напруги представлений двома блоками з роз'єднувачами. Вибір РП 0,4 кВ проводиться за кількістю приєднань. Оскільки приєднань у нас 8 шт. (6 - ВЕУ та 2 - ДГ), застосовуємо секційовану одиночну систему шин з автоматичними вимикачами в колах генераторів. Шини пов'язані через автоматичний вимикач.

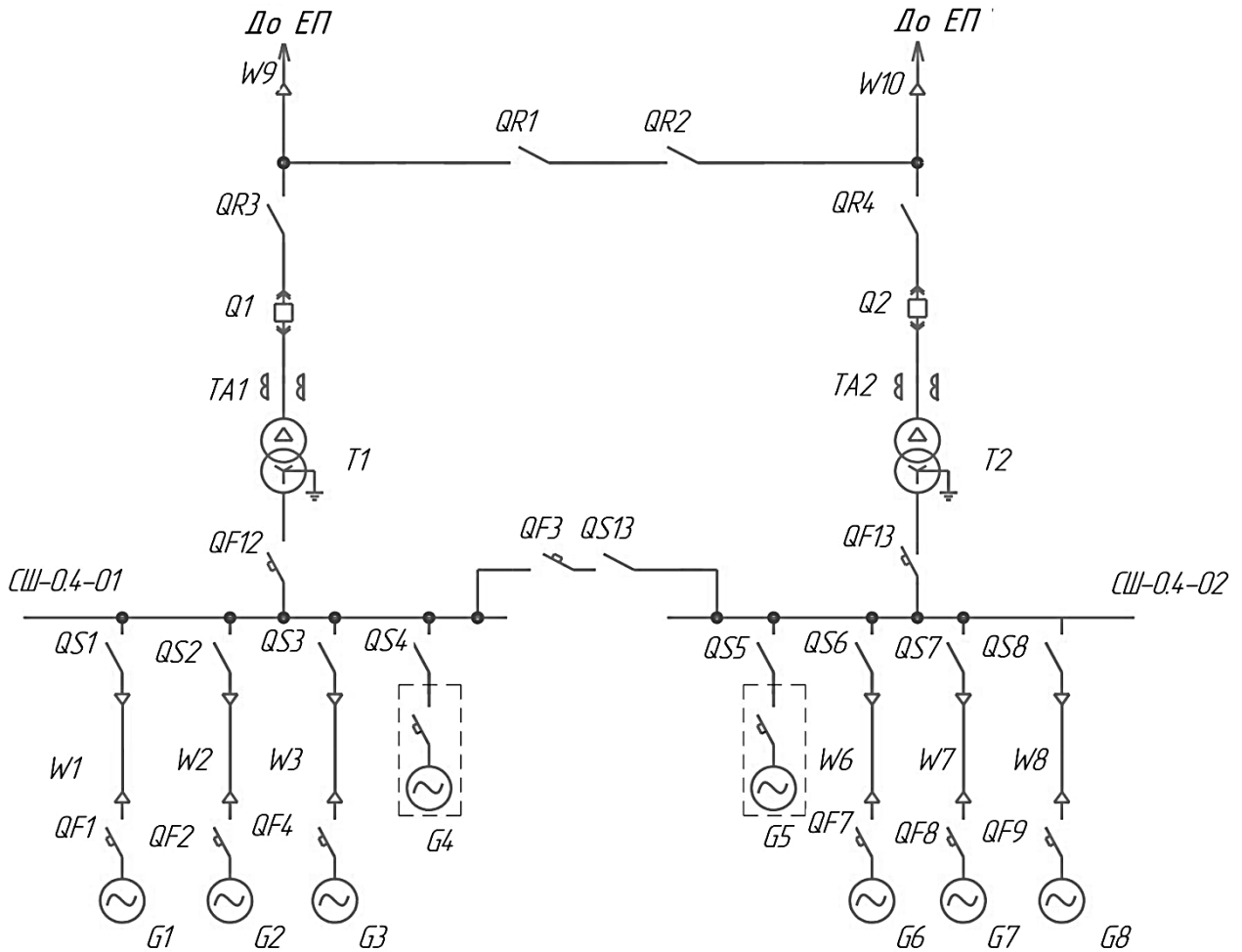


Рисунок 2.7 - Принципова електрична схема

2.6 Вибір силових трансформаторів

Вибір трансформаторів здійснюється відповідно до максимального навантаження споживачів. Найбільша потужність передаватиметься через трансформатори в похмурі та безвітряні дні під час блекауту, коли все навантаження покривається за рахунок одночасної роботи двох дизельних генераторів.

Тоді максимальна потужність, що передається через трансформатори, дорівнює (2.4).

$$S_{\max} = SG1 + SG8, \quad (2.4)$$

де $SG1$ та $SG8$ - повні потужності дизельних генераторів за таблицею 2.2, кВА;

$$S_{\max} = 1600 + 1600 = 3200 \text{ кВА}$$

Силові трансформатори вибираємо за умовою:

$$S_T \geq 0,7S_{\max} \quad (2.5)$$

де S_{\max} – максимальна потужність, що передається через трансформатори, кВА.

$$S_T \geq 0,7 \cdot 3200 \geq 2240 \text{кВА}$$

Керуючись отриманим значенням, приймаємо до встановлення два трансформатори ТМ-2500. Технічні характеристики трансформаторів наведено у таблиці 2.2.

Таблиця 2.2 - Технічні характеристики силового трансформатора

Найменування параметрів	Значення параметрів
Номінальна потужність, КВА	2500
Номінальна напруга вищої сторони, кВ	10
Номінальна напруга нижчої сторони, кВ	0,4
Схема та груп з'єднання обмоток	Д/У _{н-11}
Втрати холостого ходу, кВт	3500
Втрати короткого замикання, кВт	26000
Напруга короткого замикання, %	6
Струм холостого ходу, %	1,7
Габарити, мм	2650x1450x2880
маса, кг	5800

2.7 Вибір комутаційної та вимірювальної апаратури, кабельних ліній та шинопроводів

Попередній вибір здійснюється за номінальними параметрами, такими як напруга і струм. Умови вибору апаратів та провідників:

$$U_{\text{ном}} \geq U_{\text{ном}}^{\text{мережі}} \quad (2.6)$$

$$I_{\text{ном}} \geq I_{\text{РТС}} \quad (2.7)$$

- де $U_{ном}$ - номінальна напруга апарату;
 $U_{ном}^{мережі}$ - номінальна напруга мережі;
 $I_{ном}$ - номінальний струм апарату/провідника;
 I_{PTC} - розрахунковий тривалий струм.

2.8 Вибір високовольтних вимикачів та роз'єднувачів

Розподільчий пристрій на стороні ВН 10 кВ представлений схемою на рис.2.8.

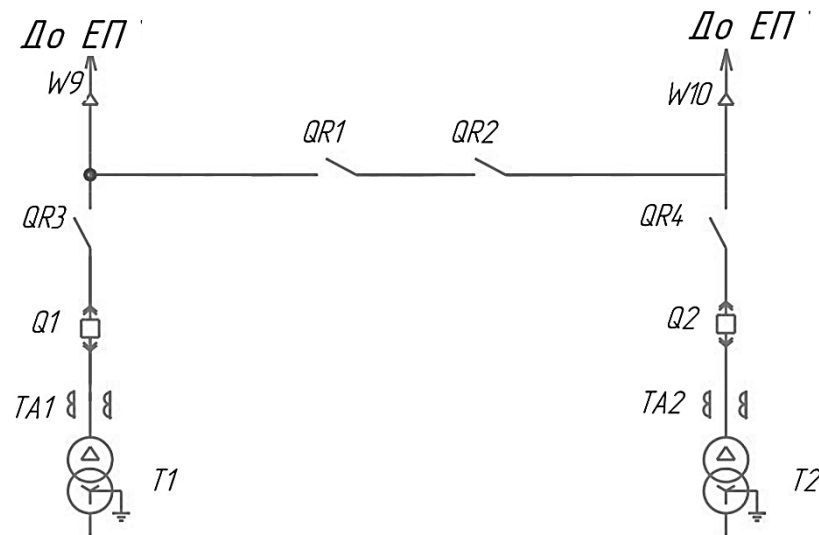


Рисунок 2.8 - Схема РП 10 кВ

Попередній вибір вимикачів здійснюється за напругою та номінальним струмом.

Струм, що протікає в колі ВН силового трансформатора:

$$I_{PTC} = \frac{S_{макс}}{\sqrt{3} \cdot U_{номВн}} \quad (2.8)$$

- де $S_{макс}$ - максимальна потужність навантаження, за формулою 6, кВА;
 $U_{номВн}$ - номінальна напруга вищої сторони обраного трансформатора, кВ;

$$I_{PTC} = \frac{3200}{\sqrt{3} \cdot 10} = 184,75$$

Приймаємо до встановлення вимикач ВВ/TEL-10-20-630-Y2, з

номінальним струмом 630 А. Умови вибору за напругою та струмом:

$$\begin{aligned} U_{ном} &\geq U_{ном}^{мережі} \\ 10кВ &\geq 10кВ \\ I_{ном} &\geq I_{PTC} \\ 630А &\geq 184,75А \end{aligned}$$

де $U_{ном}$ - номінальна напруга апарату, що дорівнює 10 кВ;

$U_{ном}^{мережі}$ - номінальна напруга мережі, що дорівнює 10 кВ;

$I_{ном}$ - номінальний струм апарату/провідника, що дорівнює 630 А;

I_{PTC} - розрахунковий тривалий струм у колі ВН трансформатора за формулою (2.8), А.

Вибір роз'єднувачів проводиться за номінальними умовами, типом і числом полюсів, родом і способом встановлення. Вибираємо роз'єднувачі внутрішньої установки типу РВ 10/400 УХЛ2 виробництва «УкрЕлектро».

2.9 Вибір автоматичних вимикачів

Для вибору автоматичних вимикачів в першу чергу необхідно розрахувати максимальний струм, що протікає через їх контакти, за формулою А:

$$I_{PTC} = \frac{S_{макс}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}} \quad (2.9)$$

де $S_{макс}$ - максимальна повна потужність генеруючого пристрою, кВА;

$U_{ном}$ - номінальна напруга генеруючого пристрою, кВ;

Тоді струм, що протікає автоматичним вимикачем, А:

$$I_{PTC} = \frac{1760}{\sqrt{3} \cdot 0,4} = 2540,34$$

Результати розрахунків та інших автоматичних вимикачів у колах приєднань і колах трансформаторів зведено у таблицю 2.3.

Таблиця 2.3- Розрахункові робочі струми, що протікають через контакти автоматичних вимикачів

Позначення на схемі	Робочий розрахунковий струм, А
QF1-2, QF4, QF7-9 - у колах ВЕУ	497,96
QF3 - секційний автоматичний вимикач	2309,4**
QF12-QF13 - у колах трансформаторів	4618,8**
** струми в колах Т1, Т2 та секційного автоматичного вимикача визначалися за максимальною потужністю навантаження за формулою (2.6).	

Приймаємо до встановлення автоматичні вимикачі українських виробників. Вибір за номінальним струмом, формула (2.9), представлений у таблиці 2.4. Вимикачі, що мають номінальну робочу напругу рівну 0,4 кВ, повинні відповідати умові вибору за напругою:

$$U_{ном} \geq U_{ном}^{мережі}$$

$$0,4кВ \geq 0,4кВ \quad (2.10)$$

Таблиця 2.4 - Вибір автоматичних вимикачів

Робоча напруга	Позначення на схемі	Тип автоматичного вимикача	Тривалий розрахунковий струм, А	Номінальний струм вимикача, А
0,4 кВ	QF1-2, QF4, QF7-9	ВА88-40 3Р 500А 35кА ІЕК	497,96	500
	QF3	ВА07-М2500А 3Р ІЕК	2309,4	2500
	QF12-QF13	ФМС11С 3Р 5000А Промфактор	4618,8	5000

Таблиця 2.5 - Вибір рубильників

Робоча напруга	Позначення на схемі	Тип рубильника	Тривалий розрахунковий струм, А	Номінальний струм вимикача, А
0,4 кВ	QS1-3, QS6-8	ПВР 630А ІЕК	497,96	630
	QS13	РЕ19-46-31160-3150А-ИП-УХЛЗ	2309,4	3150
	QS4-QS5	РЕ19-46-31160-3150А-ИП-УХЛЗ	2540,34	3150

Устаткування на 0,4 кВ розташовуватиметься у шафах РП 2000*800*600 (ст. ш. д.)

2.10 Вибір перерізів кабельних ліній

Вибираємо перерізи кабельних ліній (КЛ) за тривало допустимим струмом, використовуючи раніше розраховані тривалі струми (табл. 2.4). Зведемо отримані дані в таблицю 2.6.

Таблиця 2.6 - Вибір перерізів КЛ по струму

Позначення на схемі	Перетин, мм ²	Тривалий розрахунковий струм, А	Допустимий тривалий струм,	Умова вибору
W1-3, W6-8	150	497,96	520	$I_{дон} \geq I_{PТС}$

Вибираємо три одножилльні алюмінієві кабелі марки АВВГ з ізоляцією струмопровідних жил та зовнішньою оболонкою з ПВХ пластикату виробництва.

Умова вибору по напрузі, кВ:

$$U_{ном} \geq U_{ном}^{мережі}$$

$$0,66 \geq 0,4$$

Вибрані кабелі відповідають умовам попереднього вибору.

2.11 Вибір шин

Окрім розподільчих шин, шинами приєднуватимуться ДГ та трансформатори.

Струм, що протікає по розподільних шинах, визначимо через максимальну потужність навантаження, знайдену за формулою (2.9). Значення струму було розраховане раніше (див. таблицю 2.5) і воно становить ($I_{PTC} = 2540,34$ А.).

Вибираємо мідні шини типу ШМТ перетином 10x120 з тривало допустимим струмом $I_{доп} = 2650$ А. Такі ж шини з'єднуюватимуть РСШ із трансформаторами.

Струм, що протікає по шинах, що з'єднують РСШ та ДГ, визначений за формулою (2.8) (див. таблицю 2.4). Вибираємо шини типу ШМТ.

Вибір перерізу мідних шин подано у таблиці 2.7.

Таблиця 2.7 - Вибір мідних шин по струму

Позначення на схемі	Перетин, мм ²	Тривалий розрахунковий струм, А	Допустимий тривалий струм,	Умова вибору
РСШТ, РСШ2	3x10x100	4618,8	4650	$I_{доп} \geq I_{PTC}$

Вибрані шини задовольняють зазначені умови вибору

2.12 Вибір вимірювальних трансформаторів струму на стороні 10кВ

Вибираємо опорний трансформатор струму ТОЛ-10-1-1. Умови вибору за

формулами (2.6) та (2.7), кВ та А відповідно

$$U_{ном} \geq U_{ном}^{мережі}$$

$$10 = 10$$

$$I_{ном} \geq I_{PTC}$$

$$200 > 184,75$$

де $U_{ном}$ - номінальна напруга трансформатора струму;

$U_{ном}^{мережі}$ — номінальна напруга мережі

$I_{ном}$ - номінальний первинний струм трансформатора струму;

I_{PTC} - струм, що протікає в колі ВН трансформатора, який визначається за формулою 9, А.

Вибраний трансформатор струму відповідає умовам попереднього вибору.

2.13 Вибір перерізу кабельних ліній електропередач 10 кВ

Вибираємо перерізи кабельних ліній (КЛ) за тривало допустимим струмом, використовуємо раніше пораховане значення струму за формулою(2.9).

Таблиця 2.8 - Вибір перерізу КЛ 10 кВ

Позначення на схемі	Переріз, мм ²	Тривалий розрахунковий струм, А	Допустимий тривалий струм, А	Умова вибору
W9-10	3x70	184,75	225	$I_{дон} \geq I_{PTC}$

Вибираємо трижильний кабель АПвБВнг(А)-ХЛ 3x70/16-10.

Умова вибору по напрузі, кВ:

$$U_{ном} \geq U_{ном}^{мережі}$$
$$10 = 10$$

Вибраний кабель відповідає умовам попереднього вибору.

2.14 Територія та будівельний майданчик під ВЕС

При виборі місця розташування майданчика для ВЕС було враховано природні, будівельні, народногосподарські умови, під'їзні шляхи (автомобільні дороги, залізниці та морські шляхи), близькість трансформаторних підстанцій, ліній електропередач, кар'єри будівельних матеріалів тощо, а також умову розташування ВЕС на відповідну відстань від населених пунктів. Враховано фактори впливу ВЕС на навколишнє середовище, такі як акустичні, орнітологічні, електромагнітні фактори, землевідведення, порушення ландшафту та ін. до її вершини.



Рисунок 2.9 - Територія під будівництво ВЕС

2.15 Розміщення обладнання

При розміщенні обладнання виходять із зручності та безпеки

обслуговування (монтажу); мінімальності використання технологічних площ та максимального простору ферм, балок, перекриттів, стель та стін; організації електротехнічних приміщень та зон; естетичності; вимог пожежного та інших наглядів.

Бетонні КТП призначені виключно для зовнішньої установки, цим обумовлені конструктивні особливості. Корпус являє собою монолітний блок, що складається з підлоги та стін, виконаний у заводських умовах із залізобетону з утепленням та оздобленням, покрівля – металочерепиця.

Конструкцією передбачено забезпечення доступу обслуговуючого персоналу та можливість вентилявання внутрішньоблочного простору. Блок (блоки) з обладнанням встановлюється на заздалегідь підготовленому фундаменті, виконаному відповідно до проекту, прив'язки до місцевих умов та забезпечення водовідведення. У підземно-цокольному просторі можуть розміщуватись технологічні порожнини для обслуговування ТП та розміщення елементів обладнання. За основу компоновання взято типовий проект двох трансформаторних підстанцій.

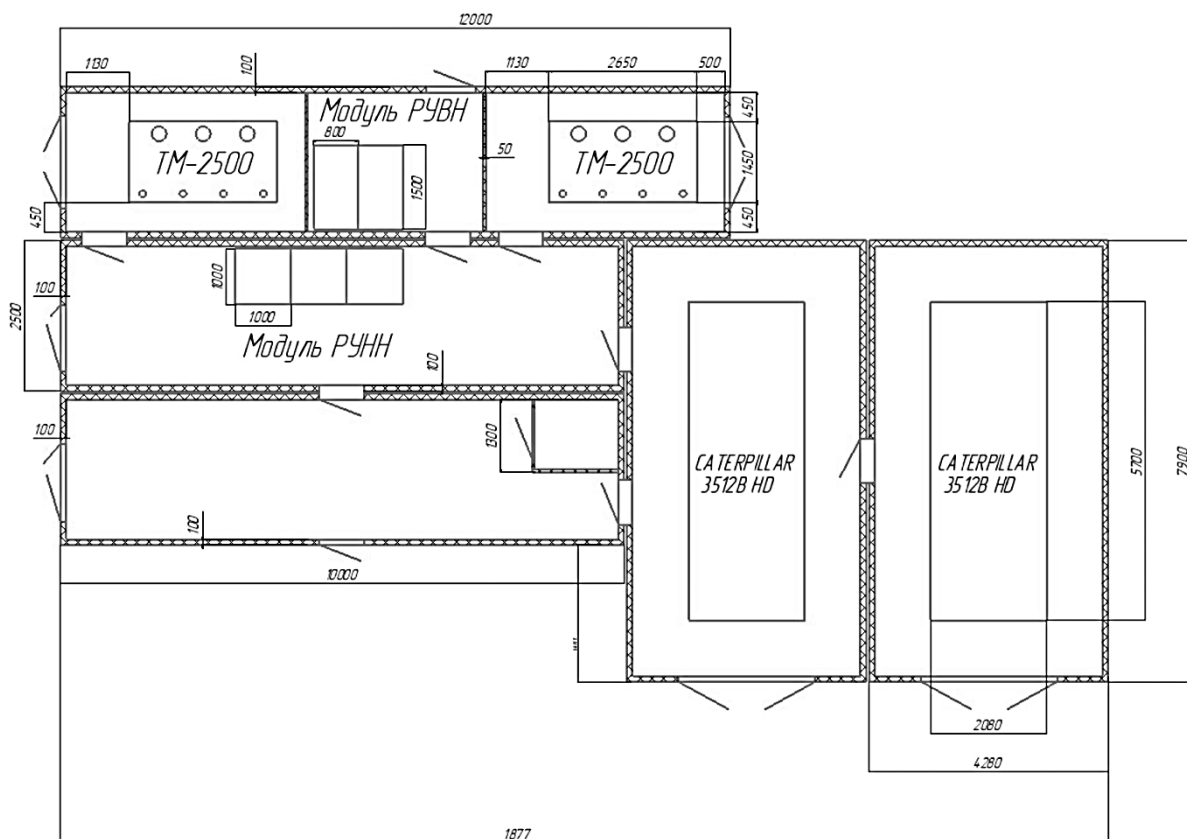


Рисунок 2.10 - Розміщення обладнання

2.16 Висновки до розділу

1. Проведено аналіз місця розташування вітроенергетичної установки.
2. Вибрано та проаналізовано вітрогенератори, які використано у роботі.
3. Обрано дизельгенератори відповідно до необхідної потужності.
4. Запропоновано структурну та електричну схему ВЕС.
5. Здійснено розрахунок та вибір силових трансформаторів, комутаційної та вимірювальної апаратури, кабельних ліній та шинопроводів, високовольтних вимикачів та роз'єднувачів, автоматичних вимикачів, перерізів кабельних ліній, вимірювальних трансформаторів струму.

3 РОЗРАХУНКОВИЙ РОЗДІЛ

3.1 Розрахунок струмів короткого замикання

3.1.1 Основні положення

Розрахунки струмів короткого замикання в низьковольтних мережах (0,4 кВ) мають ряд особливостей та припущень:

- розрахунок ведеться в іменованих одиницях;
- враховуються активні опори елементів та перехідні опори роз'ємних та розбірних контактів;
- враховуються опори вбудованих елементів, що відключають (захисні) апарати;
- вплив електричної дуги на місці КЗ враховується введенням у розрахункову схему її активного опору;
- всі активні та індуктивні опори елементів виражаються в МОм.

3.1.2 Визначення параметрів схеми заміщення

Визначимо параметри елементів, що входять до схеми заміщення. Індуктивні та активні опори синхронних генераторів (дизельних генераторів) визначаються відповідно до їх каталожних даних. Так для ДГ 1280 кВт індуктивні та активні опори [15], мОм.

$$x_{G4} = x''_{dH} \frac{U_{ном}^2}{S_{нм}} \quad (3.1)$$

$$x_{2G4} = x_{2H} \frac{U_{ном}^2}{S_{нм}} \quad (3.2)$$

$$r_{G4} = \frac{x''_{dH} *}{\omega_{синх} T_a^3} \quad (3.3)$$

де x''_{dH} - надперехідний індуктивний опір генератора по поздовжній осі в в.о., приведений до номінальних умов (у вибраних дизельних генераторах

встановлені синхронні генератори САТ SR5);

x_{2H} - індуктивний опір зворотної послідовності в в.о., приведений до номінальних умов;

$U_{ном}$ - номінальна напруга генератора, В;

$S_{ном}$ - номінальна повна потужність генератора, Вт;

$\omega_{синх}$ - синхронна кутова частота обертання, рад/с;

T_a^3 - постійна часу загасання аперіодичної складової струму якоря при трифазному короткому замиканні на виводах машини.

$$x_{G4} = 0,31 \frac{0,4^2 \cdot 10^3}{1280} = 38,75 \text{ мОм}$$

$$x_{2G4} = 0,36 \frac{0,4^2 \cdot 10^3}{1280} = 45 \text{ мОм}$$

$$r_{G4} = \frac{45}{2\pi \cdot 50 \cdot 15 \cdot 10^{-3}} = 9,55 \text{ мОм}$$

Модуль фазної ЕРС до моменту короткого замикання обчислюється з урахуванням параметрів попереднього режиму,

$$E_{\phi G4} = \frac{U_{ном}}{\sqrt{3}} \sqrt{U_0 \cdot \cos \varphi_0^2 + U_{0*H} \cdot \sin \varphi_0 + x_{dH}'' I_{0*H}^2} \quad (3.4)$$

де $U_{ном}$ - номінальна напруга генератора,

U_{0*H} - напруга генератора в попередньому режимі в частках номінальної напруги, приймаємо рівним одиниці, вважаючи, що в попередньому режимі напруга дорівнювала номінальному, в.о.;

I_{0*H} - струм генератора в попередньому режимі в частках номінального струму, приймаємо рівним одиниці, вважаючи, що в попередньому режимі струм дорівнював номінальному, в.о.;

$\cos \varphi_0$ - коефіцієнт потужності в попередньому режимі, приймаємо рівним номінальному, о.

x''_{dH*} - те саме, що і у формулі (2.10).

$$E_{\phi G4} = \frac{1280}{\sqrt{3}} \sqrt{1 \cdot 0.8^2 + 1 \cdot 0.6 + 0.31 \cdot 1^2} = 895,421 B$$

У ВЕУ КWT 300 використовується асинхронний генератор, каталожні дані якого відсутні. Відповідно до ДСТУ 28249-93 приймаємо $x''_{dH*} = 0,18$, а $r = 0,36\% x_{аз}$.

Тоді параметри асинхронного генератора ВЕУ (коефіцієнт потужності дорівнює 0,75) за формулами (2.10, 3.1-3.4)

$$E_{\phi G1} = \frac{300}{\sqrt{3}} \sqrt{1 \cdot 0,75^2 + 1 \cdot 0,66 + 0,18 \cdot 1^2} = 195,046 B$$

Активний опір автоматичних вимикачів складається з активного опору котушок електромагнітного розчіплювача, нагрівального елемента теплового розчіплювача, головних контактних полюсів та затискачів. Тоді активні та індуктивні опори автоматичних вимикачів визначаються за формулами (3.5,3.6)

$$R_{QF} = R_{розчін} + R_{к.о} \quad (3.5)$$

$$X_{QF} = X_{розчін} \quad (3.6)$$

де $R_{розчін}$ - активний опір котушок електромагнітного розчіплювача, мОм;

$R_{к.о}$ - опір головних контактів та приєднувальних затискачів, мОм;

$X_{розчін}$ - індуктивний опір котушок електромагнітного розчіплювача, мОм.

$$R_{QF} = 0,36 + 0,6 = 0,96;$$

$$X_{QF} = 0,28.$$

Розрахунок опорів для автоматичних вимикачів зведемо таблицю 3.1.

Таблиця 3.1 - Опір автоматичних вимикачів

Позначення на схемі	Тип автоматичного вимикача	$R_{розчпл}$ МОм	$X_{розчпл}$ МОм	$R_{к.о}$ МОм	R_{QF} МОм	X_{QF} МОм
QF1-2, QF4, QF7-9	ВА88-40 3Р 500А 35кА ІЕК	0,15	0,1	0,4	0,55	0,1
QF3	ВА07-М2500А 3Р ІЕК	0,08	0,06	0,07	0,13	0,06
QF12-QF13	FMС11С 3Р 5000А	0,06	0,05	0,055	0,1	0,05

Активний опір кабельних ліній має визначатися з урахуванням температури жил у момент, що передує виникненню короткого замикання, та з урахуванням збільшення температури жил у процесі нагрівання їх струмом короткого замикання. Розглянемо найважчий випадок – нагрівання кабелю влітку. Тоді при розрахунку струму в початковий момент короткого замикання активний опір жил кабелів слід привести до температури жил у момент, що передує короткому замиканню за формулою (3.7).

$$\theta_{поч} = \theta_{навк} + K_3^2 \theta_{доп.трив} - \theta_{навк.норм} = \theta_{навк} + \left(\frac{I_{розрах}}{I_{доп.трив}} \right)^2 \theta_{доп.трив} - \theta_{навк.норм} \quad (3.7)$$

де $\theta_{навк}$ - температура навколишнього середовища, приймаємо рівною 15 °С;

K_3 - коефіцієнт завантаження кабелю, що дорівнює відношенню тривалого розрахункового струму до тривалого допустимого, в.о.;

$\theta_{доп.трив}$ - допустима тривала температура нагріву ізоляції в тривалому режимі, для ізоляції ПВХ дорівнює 70 °С;

$\theta_{навк.норм}$ - нормована температура навколишнього середовища, при прокладанні на відкритому повітрі приймаємо рівною 15 °С;

Коефіцієнт для приведення активного опору кабелів до температури $\theta_{поч}$, що відповідає початковому моменту короткого замикання, обчислюється за апроксимуючою формулою (3.8).

$$K_{\theta_{поч}} = \frac{\theta_{умов} + \theta_{поч}}{\theta_{умов} + \theta_{ном}} \quad (3.8)$$

де $\theta_{умов}$ - умовна температура, для алюмінієвих жил дорівнює 236 °С;

$\theta_{ном}$ — номінальна температура, на яку задані вихідні значення погонних опорів кабелів, дорівнює 20 °С.

Тоді опори кабельної лінії в початковий момент короткого замикання обчислюються за формулами (3.9) (3.10)

$$X_W = \frac{X_0 \cdot l}{n_{\psi}} \quad (3.9)$$

$$R_W = K_{\theta_{поч}} \frac{R_0 \cdot l + k_{к.с} \cdot R_{к.с}}{n_{\psi}} \quad (3.10)$$

де l - довжина лінії, м;

n_{ψ} - кількість паралельних кабелів у лінії, шт.;

$k_{к.с}$ - кількість розбірних контактних з'єднань за довжиною однієї жили, що приймається рівним двом, шт. ;

$R_{к.с}$ - опір одного розбірного контактного з'єднання, мОм

Наприклад, для кабельної лінії W1 у колі вітрогенератора G1 опори дорівнюватимуть:

$$\theta_{поч} = 15 + \left(\frac{192,45}{210} \right)^2 70 - 15 = 61,19^{\circ}C$$

$$K_{\theta_{поч}} = \frac{236 + 61,19}{236 + 20} = 1,16$$

$$X_{W1} = \frac{0,082 \cdot 615}{3} = 16,81 мОм$$

$$R_{W1} = 1,16 \frac{0,447 \cdot 615 + 2 \cdot 0,029}{3} = 106,32 мОм$$

Наведені вище параметри для інших кабельних ліній обчислюються аналогічно. Результати розрахунків зведемо до таблиці 3.2.

Таблиця 3.2 -

Позначення на схемі	$I, \text{м}$	K_3^2 , в.о.	K_3^2 , $\theta_{\text{поч}}, ^\circ\text{C}$	$K_{\theta_{\text{поч}}}$, в.о.	R_o , мОм/м	X_o , мОм/м	$R_{к.с}$ мОм	R_w мОм	X_w , мОм
W1	615	0,84	61,19	1,16	0,447	0,082	0,029	106,32	16,81
W2	715	0,84	61,19	1,16	0,447	0,082	0,029	123,6	19,54
W3	815	0,84	61,19	1,16	0,447	0,082	0,029	140,89	22,28
W6	915	0,84	61,19	1,16	0,447	0,082	0,029	158,17	25,01
W7	1015	0,84	61,19	1,16	0,447	0,082	0,029	175,45	27,74
W8	1115	0,84	61,19	1,16	0,447	0,082	0,029	192,74	30,47
W9, W10 *	1500	0,06	15,19	0,98	0,641	0,126	-	943,46	189
*Кабелі, що йдуть до споживача 10 кВ									

Питомі активні та індуктивні опори для шин приймаємо за [15]. Значення активних опорів необхідно призвести до робочої температури в момент початку короткого замикання шляхом їх множення на $K_{\theta_{\text{поч}}}$, як це робилося для кабельних ліній. Тоді початкова температура для РСШ за формулою (3.7), $^\circ\text{C}$

$$\theta_{\text{поч}} = 15 + \left(\frac{1082,53}{1125} \right)^2 70 - 15 = 65,93^\circ\text{C}$$

Коефіцієнт приведення за формулою (3.8), в. о

$$K_{\theta_{\text{поч}}} = \frac{236 + 65,93}{236 + 20} = 1,18$$

Тоді активний та індуктивний опір шин обчислюємо за наступною формулою:

$$\begin{aligned} X_{PCШ1} &= X_0 \cdot l \\ R_{PCШ1} &= R_0 \cdot l \cdot K_{\theta_{noc}} \cdot K_D + k_{к.с} \cdot R_{к.с} \end{aligned} \quad (3.11)$$

де l - довжина ділянки шини, рівна відрізка між двома контактними з'єднаннями, приймаємо рівним 1 м;

$K_{\theta_{noc}}$ - коефіцієнт приведення.

K_D - коефіцієнт, що враховує додаткові втрати, зумовлені впливом поверхневого ефекту та ефекту близькості, гістерези та вихрових струмів, при одній шині приблизно дорівнює 1,18 в.о.;

$k_{к.с}$ - число контактних з'єднань, приймаємо рівним двом, шт.

$$X_{PCШ1} = 0,0176 \cdot 1$$

$$R_{PCШ1} = 0,0332 \cdot 1 \cdot 1,18 \cdot 1,18 + 2 \cdot 0,003 = 0,0511$$

Розрахунок всіх шинопроводів зведемо в таблицю 3.3.

Таблиця 3.3 - Опір шинопроводів

Позначення на схемі	$l, м$	K_3^2 , в.о.	$\theta_{noc}, ^\circ C$	$K_{\theta_{noc}}$, в.о.	R_0 , мОм/м	X_0 , мОм/м	R_w , мОм	X_w , мОм
W4, W5	7	0,70	41,95	1,09	0,1470	0,1600	2,108	1,552
W11, W12	4	0,93	65,93	1,18	0,0332	0,0176	0,191	0,070
PCШ1, PCШ2	1	0,93	65,93	1,18	0,0332	0,0176	0,051	0,018

Опір силового трансформатора визначають каталожні дані трансформатора ТМ-2500/10 прийняті по [15], $R_T = 0,67 мОм$ і $X_T = 3,7 мОм$.

Активний та індуктивний опір (наведені до сторони 0,4 кВ) для вимірювального трансформатора струму приймаємо рівними $R_{ma} = 7 мОм$, $X_{ma} = 11 мОм$ для первинного номінального струму 50 А і класу точності 1,0 з довідкових даних [15].

Номінальний опір головних контактів вимикача ВВ/TEL-10 і роз'єднувача

РВ 10/630 вимірюється в мкОм, тому нехтуємо.

3.1.3 Розрахунок трифазного струму короткого замикання

У схемі електростанції необхідно порахувати струми короткого замикання (СКЗ) при короткому замиканні (КЗ) у найімовірніших точках (рис.3.1). До таких точок слід віднести приєднання КЛ до найближчого ВГ (G1), а також КЗ на стороні споживача або КЛ, що відходить до споживача.

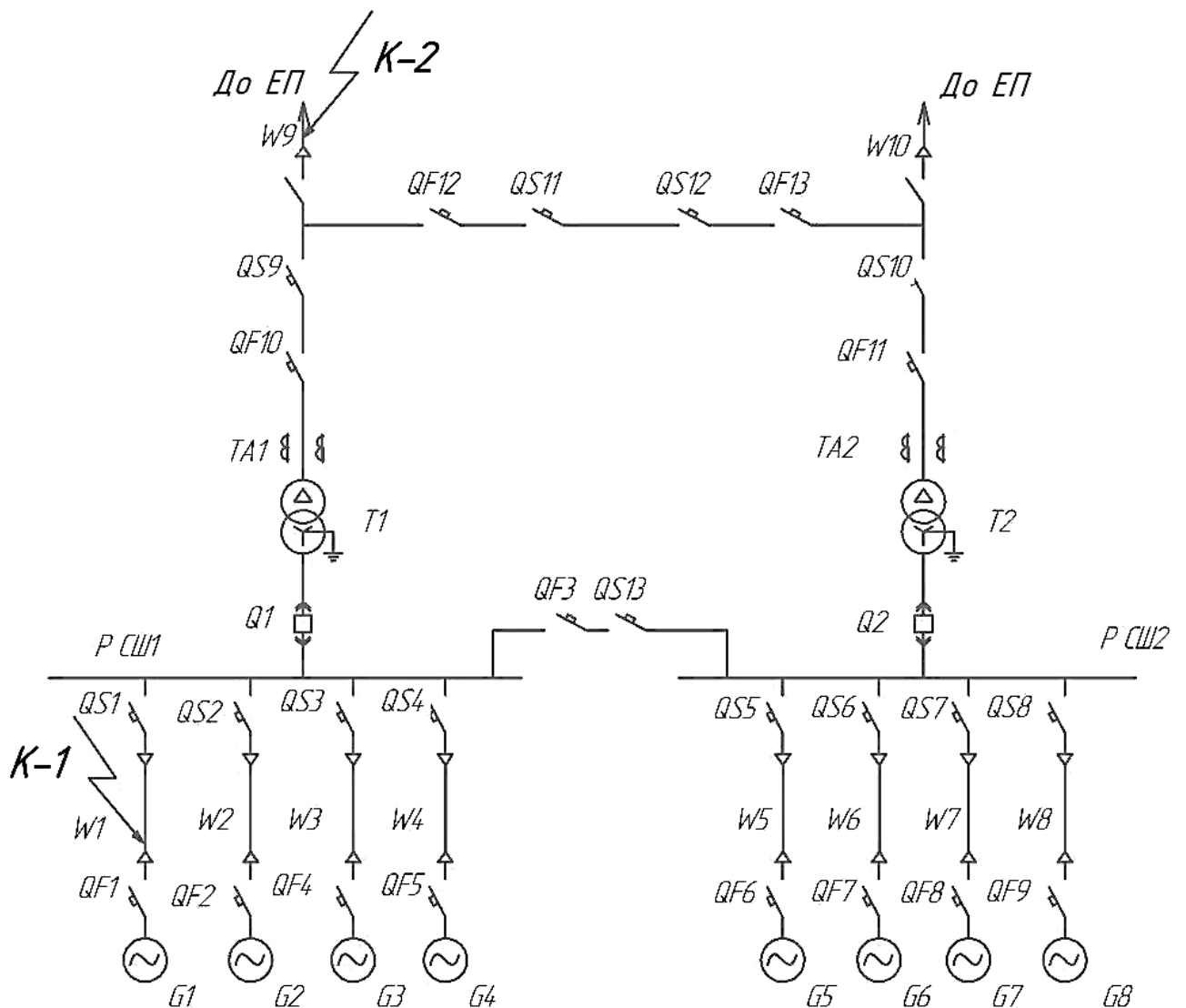


Рисунок 3.1 - Схема електричних з'єднань для розрахунку струмів КЗ

При КЗ у точці К-1 враховуємо роботу всіх вітрогенераторів та ДГ, також не враховуються гілки з боку вищої напруги, тому що струм КЗ там протікати

не буде (немає джерел живлення). Схема заміщення до розрахунку ТКЗ у точці К-1 представлена на рис.3.2.

При КЗ у точці К-2 враховуємо роботу лише ДГ

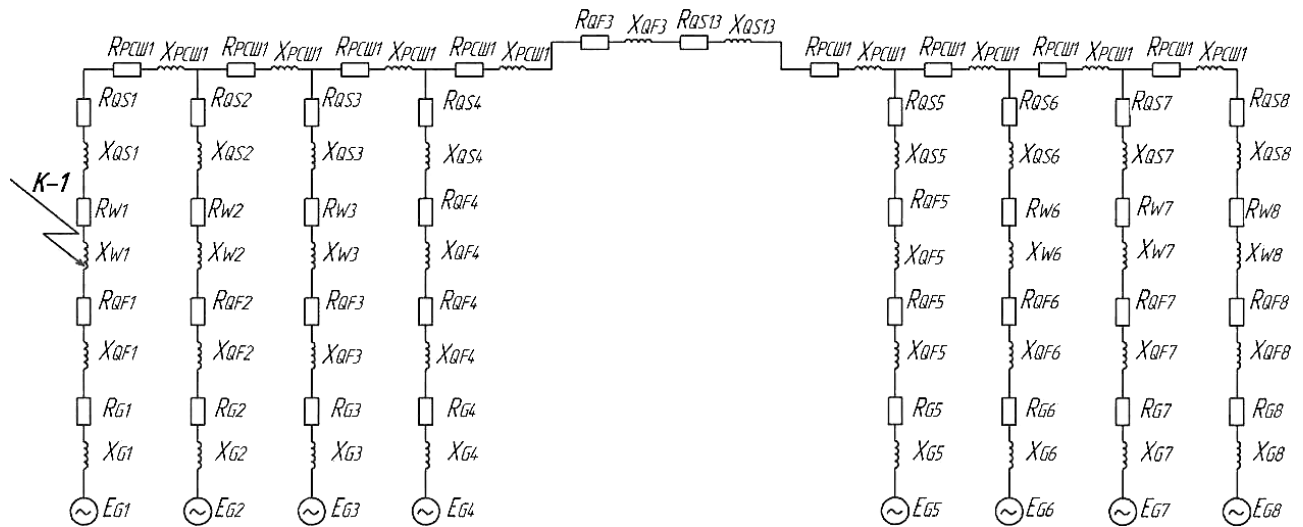


Рисунок 3.2 - Схема заміщення для розрахунку струмів КЗ у точці К-1

Після складання схеми заміщення та визначення всіх величин, що входять до неї, необхідно перетворити цю схему щодо місця КЗ (точка К-1) до спрощеного вигляду та знайти результуючу ЕРС автономних джерел та сумарні активні та індуктивні опори щодо точки КЗ, за якими надалі визначити початкове чинне значення періодичної складової струму КЗ.

Перетворення схеми будемо проводити поетапно у напрямку джерел живлення до місця КЗ відповідно до відомих правил перетворення.

Визначимо опори елементів, з'єднаних послідовно, мОм

$$R_1 = R_{PCШ1} + R_{QS1} = 0,051 + 0,02 + 106,32 = 106,391$$

$$X_1 = X_{PCШ1} + X_{W1} = 0,018 + 16,81 = 16,828$$

$$R_2 = R_{QS2} + R_{W2} + R_{QF2} + R_{G2} = 0,02 + 123,6 + 0,55 + 25,92 = 150,9$$

$$X_2 = X_{W1} + X_{QF1} + X_{G1} = 19,54 + 0,1 + 72 = 91,64$$

$$R_3 = R_{QS3} + R_{W3} + R_{QF3} + R_{G3} = 0,02 + 140,89 + 0,55 + 25,92 = 167,38$$

$$X_3 = X_{W3} + X_{QF3} + X_{G3} = 22,28 + 0,1 + 72 = 94,38$$

$$R_4 = R_5 = R_{QS4} + R_{W4} + R_{QF4} + R_{G4} = 0,02 + 2,108 + 0,13 + 9,55 = 11,808$$

$$X_4 = X_5 = W_{W4} + X_{QF4} + X_{G4} = 1,55 + 0,06 + 38,75 = 40,36$$

$$R_6 = R_{QS6} + R_{W6} + R_{QF6} + R_{G6} = 0,02 + 158,17 + 0,55 + 25,92 = 184,66$$

$$X_6 = X_{W6} + X_{QF6} + X_{G6} = 25,01 + 0,1 + 72 = 97,11$$

$$R_7 = R_{QS7} + R_{W7} + R_{QF7} + R_{G7} = 0,02 + 175,45 + 0,55 + 25,92 = 201,94$$

$$X_7 = X_{W7} + X_{QF7} + X_{G7} = 27,74 + 0,1 + 72 = 99,84$$

$$R_8 = R_{PCIII2} + R_{QS8} + R_{W8} + R_{QF8} + R_{G8} = 0,051 + 0,02 + 192,74 + 0,55 + 25,92 = 219,287$$

$$X_8 = X_{PCIII2} + X_{W8} + X_{QF8} + X_{G8} = 0,051 + 30,47 + 0,1 + 72 = 102,621$$

$$R_9 = R_{PCIII1} + R_{QF3} + R_{PCIII2} = 0,051 + 0,13 + 0,051 = 0,232$$

$$X_9 = X_{PCIII1} + X_{QF3} + X_{PCIII2} = 0,018 + 0,06 + 0,018 = 0,096$$

$$R_{10} = R_{QF1} + R_{G1} = 0,55 + 25,92 = 26,47$$

$$X_{10} = X_{QF1} + X_{G1} = 0,1 + 72 = 72,1$$

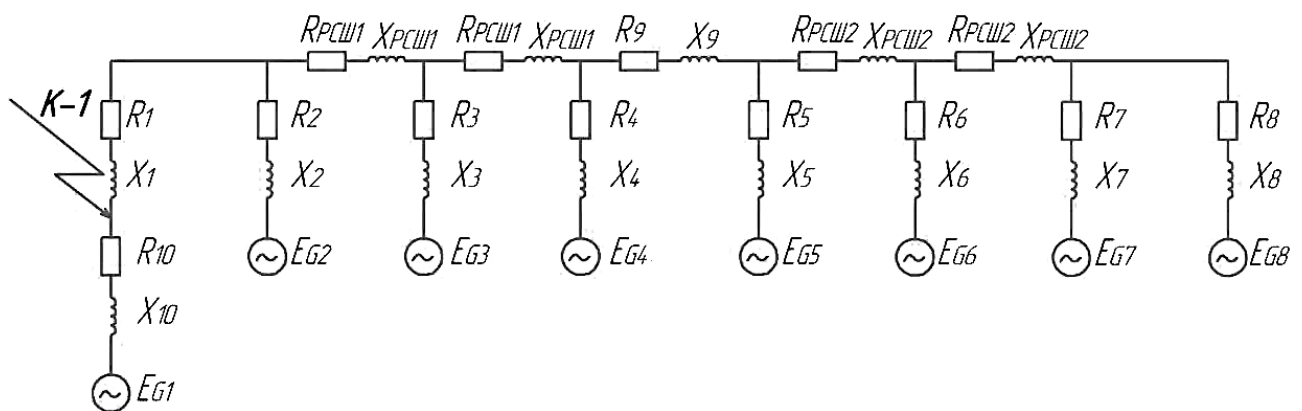


Рисунок 3.3 - Проміжна схема

Опір 7 і 8 з'єднані паралельно.

$$R_{11} = \frac{R_7 \cdot R_8}{R_7 + R_8} = \frac{201,94 \cdot 219,287}{201,94 + 219,287} = 105,128$$

$$X_{11} = \frac{X_7 \cdot X_8}{X_7 + X_8} = \frac{99,84 \cdot 102,621}{99,84 + 102,621} = 50,606$$

Сумарна ЕРС $E_{7-8} = E_7 = E_8 = 195,046$ В.

Еквівалентуємо послідовні та паралельні ділянки

$$R_{12} = R_{11} + R_{PCIII2} = 105,128 + 0,51 = 105,638$$

$$X_{12} = X_{11} + X_{PCIII2} = 50,606 + 0,018 = 50,624$$

$$R_{13} = \frac{R_{12} \cdot R_6}{R_{12} + R_6} = \frac{105,638 \cdot 184,66}{105,638 + 184,66} = 67,197$$

$$X_{13} = \frac{X_{12} \cdot X_6}{X_{12} + X_6} = \frac{50,624 \cdot 97,11}{50,624 + 97,11} = 33,276$$

$$E_{8-6} = 195,046$$

$$R_{14} = R_{13} + R_{PCIII2} = 67,197 + 0,51 = 67,707$$

$$X_{14} = X_{13} + X_{PCIII2} = 33,276 + 0,018 = 33,294$$

$$R_{15} = \frac{R_{14} \cdot R_5}{R_{14} + R_5} = \frac{67,707 \cdot 11,808}{67,707 + 11,808} = 10,054$$

$$X_{15} = \frac{X_{14} \cdot X_5}{X_{14} + X_5} = \frac{33,294 \cdot 40,36}{33,294 + 40,36} = 18,244$$

$$\begin{aligned} E_{8-5} &= \frac{E_{8-6} \cdot \sqrt{R_5^2 + X_5^2} + E_5 \cdot \sqrt{R_{14}^2 + X_{14}^2}}{\sqrt{R_5^2 + X_5^2} + \sqrt{R_{14}^2 + X_{14}^2}} = \\ &= \frac{195,046 \cdot \sqrt{11,808^2 + 40,36^2} + 895,421 \cdot \sqrt{67,707^2 + 33,294^2}}{\sqrt{11,808^2 + 40,36^2} + \sqrt{67,707^2 + 33,294^2}} = \\ &= 437,065 \end{aligned}$$

$$R_{16} = R_{15} + R_9 = 10,054 + 0,232 = 10,286$$

$$X_{16} = X_{15} + X_9 = 18,244 + 0,096 = 18,34$$

$$R_{17} = \frac{R_{16} \cdot R_4}{R_{16} + R_4} = \frac{10,286 \cdot 11,808}{10,286 + 11,808} = 5,497$$

$$X_{17} = \frac{X_{16} \cdot X_4}{X_{16} + X_4} = \frac{18,34 \cdot 40,36}{18,34 + 40,36} = 12,61$$

$$\begin{aligned} E_{8-4} &= \frac{E_{8-5} \cdot \sqrt{R_4^2 + X_4^2} + E_5 \cdot \sqrt{R_{16}^2 + X_{16}^2}}{\sqrt{R_4^2 + X_4^2} + \sqrt{R_{16}^2 + X_{16}^2}} = \\ &= \frac{437,065 \cdot \sqrt{11,808^2 + 40,36^2} + 895,421 \cdot \sqrt{10,286^2 + 18,34^2}}{\sqrt{11,808^2 + 40,36^2} + \sqrt{10,286^2 + 18,34^2}} = \\ &= 589,816 \end{aligned}$$

$$R_{18} = X_{17} + R_{PCIII1} = 5,497 + 0,51 = 6,007$$

$$X_{18} = X_{17} + X_{PCIII1} = 12,61 + 0,018 = 12,628$$

$$R_{19} = \frac{R_{18} \cdot R_3}{R_{18} + R_3} = \frac{6,007 \cdot 167,38}{6,007 + 167,38} = 5,799$$

$$X_{19} = \frac{X_{18} \cdot X_3}{X_{18} + X_3} = \frac{12,628 \cdot 94,38}{12,628 + 94,38} = 11,14$$

$$E_{8-3} = \frac{E_{8-4} \cdot \sqrt{R_3^2 + X_3^2} + E_4 \cdot \sqrt{R_{18}^2 + X_{18}^2}}{\sqrt{R_3^2 + X_3^2} + \sqrt{R_{18}^2 + X_{18}^2}} =$$

$$= \frac{589,816 \cdot \sqrt{167,38^2 + 94,38^2} + 895,421 \cdot \sqrt{6,007^2 + 12,628^2}}{\sqrt{167,38^2 + 94,38^2} + \sqrt{6,007^2 + 12,628^2}} =$$

$$= 608,99$$

$$R_{20} = X_{19} + R_{PCIII1} = 5,799 + 0,51 = 6,309$$

$$X_{20} = X_{19} + X_{PCIII1} = 11,14 + 0,018 = 11,158$$

$$R_{21} = \frac{R_{20} \cdot R_2}{R_{20} + R_2} = \frac{6,309 \cdot 150,9}{6,309 + 150,9} = 5,799$$

$$X_{21} = \frac{X_{20} \cdot X_2}{X_{20} + X_2} = \frac{11,158 \cdot 91,64}{11,158 + 91,64} = 11,14$$

$$E_{8-2} = \frac{E_{8-3} \cdot \sqrt{R_2^2 + X_2^2} + E_3 \cdot \sqrt{R_{20}^2 + X_{20}^2}}{\sqrt{R_2^2 + X_2^2} + \sqrt{R_{20}^2 + X_{20}^2}} =$$

$$= \frac{608,99 \cdot \sqrt{150,9^2 + 91,64^2} + 195,046 \cdot \sqrt{6,309^2 + 11,158^2}}{\sqrt{150,9^2 + 91,64^2} + \sqrt{6,309^2 + 11,158^2}} =$$

$$= 583,805$$

$$R_{22} = R_1 + R_{21} = 106,391 + 5,799 = 112,19$$

$$X_{22} = X_1 + X_{21} = 16,828 + 11,14 = 27,968$$

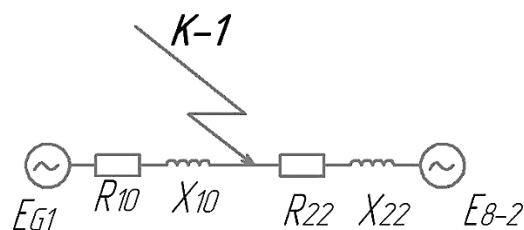


Рисунок 3.4 - Проміжна схема

$$R_{\Sigma} = \frac{R_{10} \cdot R_{22}}{R_{10} + R_{22}} = \frac{26,47 \cdot 5,799}{26,47 + 5,799} = 4,767$$

$$X_{\Sigma} = \frac{X_{10} \cdot X_{22}}{X_{10} + X_{22}} = \frac{72,1 \cdot 11,14}{72,1 + 11,14} = 9,65$$

$$E_{\Sigma} = \frac{E_{8-2} \cdot \sqrt{R_{10}^2 + X_{10}^2} + E_1 \cdot \sqrt{R_{22}^2 + X_{22}^2}}{\sqrt{R_{10}^2 + X_{10}^2} + \sqrt{R_{22}^2 + X_{22}^2}} =$$

$$= \frac{583,805 \cdot \sqrt{26,47^2 + 72,1^2} + 195,046 \cdot \sqrt{5,799^2 + 11,14^2}}{\sqrt{26,47^2 + 72,1^2} + \sqrt{5,799^2 + 11,14^2}} =$$

$$= 533,571$$

Тоді стартове діюче значення періодичної складової струму короткого замикання без врахування опору дуги, кА

$$I_{по} = \frac{E_{\Sigma}}{\sqrt{R_{\Sigma}^2 + X_{\Sigma}^2}} = \frac{533,571}{\sqrt{4,767^2 + 9,65^2}} = 49,57 \quad (3.12)$$

де E_{Σ} - сумарна еквівалентна ЕРС, В;

X_{Σ} і R_{Σ} - сумарний індуктивний та активний опір щодо точки КЗ, мОм.

Врахування електричної дуги, що у місці короткого замикання, здійснюється введенням у розрахункову схему її активного опору, значення якого визначається з урахуванням усереднених вольт-амперних характеристик. Однак же в реальності опір дуги є випадковою величиною, яка залежить від безлічі факторів. Найбільш прийнятним для практичних розрахунків є використання коефіцієнта зниження струму, який для початкового моменту КЗ визначається за формулою

$$K_C = 0,6 - 0,0025 \cdot Z_K + 0,114 \cdot \sqrt{Z_K} - 0,13 \sqrt[3]{Z_K} =$$

$$= 0,6 - 0,0025 \cdot 10,76 + 0,114 \cdot \sqrt{10,76} - 0,13 \sqrt[3]{10,76} = 0,66$$

де Z_K - повний опір кола КЗ, що визначається за формулою (3.13).

$$Z_K = \sqrt{R_{\Sigma}^2 + X_{\Sigma}^2} = \sqrt{4,767^2 + 9,65^2} = 10,76 \quad (3.13)$$

$$R_D = \sqrt{\frac{U_{\text{ср.ном}}^2}{3 \cdot I_{\text{ПО}}^2 \cdot K_c^2} - X_{\Sigma}^2 - R_{\Sigma}} \quad (3.14)$$

$$R_D = \sqrt{\frac{400^2}{3 \cdot 49,57 \cdot 0,66^2} - 9,65^2 - 4,767} = 43,98$$

Тоді стартове діюче значення періодичної складової струму короткого замикання з урахуванням дуги, кА:

$$I_{\text{ПО}} = \frac{E_{\Sigma}}{\sqrt{R_{\Sigma} + R_D^2 + X_{\Sigma}^2}} = \frac{533,571}{\sqrt{4,767 + 43,98^2 + 9,65^2}} = 10,737 \quad (3.15)$$

Найбільше початкове значення аперіодичної складової струму КЗ у випадку слід приймати чисельно рівним амплітуді періодичної складової струму в початковий час КЗ з урахуванням дуги, кА

$$i_{at} = i_{a0} e^{-\frac{t}{T_a}} \quad (3.16)$$

де t – час від початку КЗ, с;

T_a - стала часу загасання аперіодичної складової струму трифазного короткого замикання, яка розраховується за формулою виду,

$$T_a = \frac{X_{\Sigma}}{2\pi f \cdot R_{\text{екв}}} \quad (3.17)$$

де f - промислова частота мережі, що дорівнює 50 Гц.

$$T_a = \frac{9,65}{2\pi \cdot 50 \cdot 4,767 + 43,98} = 0,00063\text{с}$$

Розрахунок ударного струму (з урахуванням електричної дуги) провадиться за формулою, кА

$$i_{y0} = \sqrt{2} I_{\text{ПО}} k_{y0} \quad (3.18)$$

де k_{y0} - ударний коефіцієнт, що розраховується за формулою (23), о.

$$i_{y\partial} = \sqrt{2} \cdot 10,737 \cdot 1 = 15,184 \text{ кА}$$

$$k_{y\partial} = 1 + e^{-\frac{0,01}{T_a}} \quad (3.19)$$

$$k_{y\partial} = 1 + e^{-\frac{0,01}{0,00063}} = 10,0$$

Розрахунок для інших точок КЗ здійснюється відповідно до алгоритму, викладеного вище. Результати розрахунків зведемо до таблиці 3.4.

Таблиця 3.4 - Результати розрахунків струмів КЗ

Місце КЗ	R_{Σ} , мОм	X_{Σ} , мОм	$I_{ПО}$ без урахування дуги, кА	R_d , мОм	$I_{ПО}$ з урахуванням дуги, кА	i_{a0} , кА	T_a , мс	$k_{y\partial}$ в.о	$i_{y\partial}$ кА
К-1	4,767	9,65	49,57	43,98	10,737	15,18	0,00063	1	15,184
К-2*	963,87	224,9	0,248	497,46	0,165	0,23	0,0004	1,002	0,23

*КЗ на лінії 10 кВ

3.2 Перевірка основного обладнання на струми короткого замикання

3.2.1 Перевірка високовольтних вимикачів

У попередньому розділі було обрано високовольтний вимикач ПВР 630А виробництва групи компанії ІЕК.

Високовольтний вимикач перевіряється на можливість відмикання аперіодичної складової, симетричний струм відмикання, що включає здатність, на термічну стійкість та на електродинамічну стійкість, при КЗ.

Перевірка вимикача на симетричний струм відключення здійснюється за умовою

$$I_{\text{відкл.ном}} \geq I_{ПТ} \quad (3.20)$$

де $I_{\text{відкл.ном}}$ - номінальний струм відключення вимикача, наведений у його

паспортних даних (таблиця 14), кА;

$I_{I\tau}$ - чинне значення періодичної складової струму КЗ у час τ , кА.

У наближених розрахунках для визначення дійсного значення періодичної складової струму КЗ у довільний момент часу від автономних джерел при радіальній схемі застосовують розрахункові криві, що характеризують зміну цієї складової у часі за різних віддаленостей точки КЗ. Відстань точки КЗ від синхронної машини (кілька машин) характеризується відношенням діючого значення періодичної складової струму цієї машини в початковий момент КЗ до її номінального струму (сумі номінальних струмів) [14], кА

$$I_{I\tau} = \frac{I_{I0}}{\sum I_{номG}} \quad (3.21)$$

де I_{I0} - початкове дійсне значення періодичної складової струму КЗ в точці К-2 з урахуванням електричної дуги, наведене до сторони ПН (таблиця 3.3), кА;

$\sum I_{номG}$ - сума розрахункових тривалих струмів ДГ, кА

$$I_{I\tau} = \frac{0,165 \cdot \left(\frac{10}{0,4} \right)}{0,794 + 0,794} = 2,597 \text{ кА}$$

Під моментом часу τ розуміється найкоротший час від початку процесу короткого замикання до моменту коли дугогасні контакти розійдуться, та визначається за формулою (3.22).

$$\tau = t_{P3\min} + t_{c.в.} = 0,01 + 0,055 = 0,066 \quad (3.22)$$

де $t_{P3\min}$ - мінімальний час дії релейного захисту, що дорівнює 0,01 с.

$t_{c.в.}$ — час відмикання вимикача, наведений у його паспортних даних.

За знайденим часом τ і віддаленістю КЗ визначаємо відношення γ_t по

кривих характеристики кабелю, приблизно рівне 0,98.

Значення періодичної складової в момент часу τ визначатиметься за виразом,

$$I_{I\tau} = \gamma_t \cdot I_{I0} \quad (3.23)$$

$$I_{I\tau} = 0.98 \cdot 0,165 = 0,158 \text{кА}$$

Тоді виконаємо перевірку за умовою (3.20):

$$20 > 0,158.$$

Перевірка на можливість відключення аперіодичної складової струму КЗ проводиться за умовою (3.24)

$$i_{a.ном} = \frac{\sqrt{2} \cdot \beta_{ном} \cdot I_{відкл.ном}}{100} \geq i_{ат} = i_{a0} \cdot e^{-\frac{\tau}{T_a}} \quad (3.24)$$

де $i_{a.ном}$ — номінально допустиме значення аперіодичної складової у струмі, що відключається для часу τ , кА;

$\beta_{ном}$ - нормоване значення вмісту аперіодичної складової у струмі, що відключається, наведено в паспортних даних вимикача, % (таблиця 14);

$I_{відкл.ном}$ - те, що і у формулі (24);

$i_{ат}$ - аперіодична складова струму КЗ в момент розбіжності контактів τ , кА;

τ - найменший час від початку КЗ до моменту розходження дугогасних контактів, знайдене раніше за формулою (3.22), с.

$$i_{a.ном} = \frac{\sqrt{2} \cdot 30 \cdot 20}{100} = 8,5 \geq i_{ат} = 0,23i_{a0} \cdot e^{-\frac{0,065}{0,0005}} \approx 0$$

Отримане мале значення дозволяє зробити висновок про те, що аперіодична складова на момент часу τ дорівнюватиме нулю (загасне), отже, умова (3.23) виконується.

Перевірка на електродинамічну стійкість здійснюється за умовами

$$\begin{aligned} i_{np.cкв} &\geq i_{yд} \\ 51 &\geq 0,23 \end{aligned} \quad (3.25)$$

$$\begin{aligned} I_{np.cкв} &\geq I_{п0} \\ 20 &\geq 0,165 \end{aligned} \quad (3.26)$$

де $i_{np.cкв}$ - найбільший пік (струм електродинамічної стійкості), що наводиться в паспортних даних, кА;

$i_{yд}$ - ударний струм КЗ в колі вимикача при КЗ у точці К-2, кА;

$I_{np.cкв}$ - дійсне значення періодичної складової граничного наскрізного струму КЗ, наводиться в паспортних даних, кА;

$I_{п0}$ - те саме, що й у формулі (3.23).

Умови виконуються.

На термічну стійкість вимикач перевіряється тепловим імпульсом струму КЗ

$$I_{терм}^2 t_{терм} \geq B_{к} \quad (3.27)$$

де $I_{терм}$ - струм термічної стійкості, наведений у паспортних даних, кА;

$t_{терм}$ - тривалість протікання струму термічної стійкості, що дорівнює 3 с;

$B_{к}$ - тепловий імпульс струму КЗ (інтеграл Джоуля), для практичних розрахунків може бути визначений за виразом (3.28), $кА^2 с$

$$B_{к} = I_{п0}^2 t_{відкл} + T_a \quad (3.28)$$

де $t_{відкл}$ — розрахункова тривалість КЗ, що складається з часу дії основного релейного захисту (0,1 с) та повного часу відключення вимикача (наведено в паспортних даних), с

$$B_{к} = 0,165^2 \cdot 0,165 + 0,0005 = 0,0043 кА^2 с$$

Оскільки $t_{відкл} < t_{терм}$, то умова перевірки (31) виконується

$$20^2 \cdot 0,165 = 66 > 0,0043$$

Вибраний вимикач відповідає всім умовам перевірки.

3.2.2 Перевірка вимірювальних трансформаторів струму

Попередньо було обрано вимірювальний трансформатор струму (ТС) ТОЛ-10-Т-1. Технічні характеристики ТА наведено у таблиці 3.5.

Таблиця 3.5 - Технічні характеристики ТС ТОЛ-10

Характеристика	Значення
Кількість вторинних обмоток	2
Номінальна напруга, кВ	10
Номінальний первинний струм, А	40
Номінальний вторинний струм, А	5
Клас точності вторинних обмоток – для вимірювань – для захисту	0,2S, 0,2; 0,5S; 0,5 або 1
Односекундний струм термічної стійкості, кА	3
Струм електродинамічної стійкості, кА	7,56

Трансформатори струму перевіряються за електродинамічною стійкістю, термічною стійкістю, вторинним навантаженням.

Перевірка на електродинамічну стійкість здійснюється за умовою, як

$$i_{дин} \geq i_{уд} \quad (3.29)$$

$$7,56 \geq 0,23$$

де $i_{дин}$ - струм електродинамічної стійкості, заданий в паспортній інформації трансформатора струму (табл. 3.5), кА.

$$I_{терм}^2 t_{терм} \geq B_k \quad (3.30)$$

$$3^2 \cdot 1 = 9 \geq 0,0043$$

де $t_{терм}$ - струм термічної стійкості протягом однієї секунди, наведений у паспортних даних (див. табл.. 3.5), кА;

Так як вторинне навантаження ТС невідоме, то перевірка по вторинному навантаженню не проводиться.

Вибраний трансформатор струму відповідає умовам перевірки.

3.2.3 Перевірка кабельних ліній

Для з'єднання ВЕУ з РП 0,4 кВ було обрано одножилльні алюмінієві кабелі марки АВВГ-ХЛ з ізоляцією струмопровідних жил та зовнішньою оболонкою із ПВХ пластику. Кабелі перевіряються за термічною стійкістю.

Так, для кабелю W3 у колі ВГ перевірка на термічну стійкість здійснюється за умовою, мм²

$$q_{\min} = \frac{\sqrt{B_k}}{C} \leq q \quad (3.31)$$

$$\frac{\sqrt{2,18 \cdot 10^6}}{75} = 19,68 \leq 70$$

де q_{\min} - мінімальний переріз провідника, який при заданому струмі КЗ обумовлює, нагрівання провідника до короточасної температури, мм²;

q - вибраний переріз, для кабелю W3 дорівнює 70 мм².

C - стала, для кабелів з полівінілхлоридною ізоляцією дорівнює $75 A \cdot c^{\frac{1}{2}} / мм^2$;

B_k - тепловий імпульс струму (інтеграл Джоуля) за формулою (3.28), $A \cdot c$.

$$B_k = 10,05^2 \cdot 0,02 + 0,0016 = 2,18 \cdot 10^6$$

де $t_{\text{відкл}}$ - час відключення, прийнятий рівним часу спрацьовування електромагнітного розчіплювача при перевищенні уставки, що дорівнює десяти номінальним струмам. Час спрацьовування електромагнітного розчіплювача при КЗ не перевищує 0,02;

Вибраний перетин проходить перевірку. За аналогічними розрахунками усі кабелі проходять перевірку.

3.2.4 Перевірка автоматичних вимикачів

Попередній вибір автоматичних вимикачів було здійснено у попередньому розділі. Для встановлення було прийнято вимикачі виробництва групи компаній «ІЕК».

Вимикачі перевіряються за комутаційною здатністю, що включає струм, термічної стійкості, постійної часу загасання аперіодичної складової струму КЗ.

Виконаємо перевірку для QF2. Технічні характеристики автоматичного вимикача представлені у таблиці 3.6.

Таблиця 3.6 - Технічні характеристики ВА88-40 ЗР 500А

Найменування характеристики	Значення
Номінальна робоча напруга,	400
Номінальний струм ставка теплового розчеплювача	500
Номінальна гранична найбільша відключаюча здатність, кА	35
Номінальна найбільша відключаюча здатність, кА	73,5

Перевірка з комутаційної спроможності здійснюється за умовою, як

$$I_{\text{відкл.ном}} \geq I_{\text{ПТ}} \approx I_{\text{П0}} \quad (3.32)$$

$$35 > 10.05$$

Перевірка по струму, що включається, кА

$$i_{\text{вкл.ном}} \geq i_{\text{уд}} \quad (3.33)$$

$$73,5 > 14.24$$

де $i_{\text{вкл.ном}}$ - амплітудне значення номінального струму включення автоматичного вимикача, кА;

$i_{\text{уд}}$ - ударний струм КЗ у точці К-1 (найбільше значення з розрахунку), кА.

Перевірка на термічну стійкість.

$$I_{\text{терм}}^2 t_{\text{терм}} \geq B_{\text{к}} \quad (3.34)$$

$$5^2 \cdot 1 = 15 > 2,18$$

де $I_{терм}$ - струм термічної стійкості автоматичного вимикача, кА. У паспортних даних цей параметр не вказаний, однак згідно з довідкових даних мінімальне значення номінального короткочасного струму, що витримується, не повинно бути менше 5 кА для автоматичних вимикачів з номінальними струмами до 2500 А.

B_k - тепловий імпульс струму (інтеграл Джоуля).

Перевірка постійного часу загасання аперіодичної складової струму КЗ здійснюється за умовою,

$$\begin{aligned} T_{a.ном} &\geq T_a \\ 0,005 &\geq 0,0016 \end{aligned} \quad (3.35)$$

де $T_{a.ном}$ - значення постійного часу за паспортними даними. У технічній інформації даний параметр відсутній, однак згідно з довідкових даних цей параметр має бути не менше ніж 0,005 с ;

T_a - постійна часу загасання аперіодичної складової.

Перевірка за наведеними вище параметрами для інших автоматичних вимикачів проводиться аналогічно. Усі автоматичні вимикачі пройшли перевірку.

3.3 Висновки до розділу

1. Для розрахунку режиму короткого замикання визначено параметри елементів, що входять до схеми заміщення.
 2. Проведено розрахунок трифазного струму короткого замикання.
 3. Виконано перевірку основного обладнання на струми короткого замикання, а саме: високовольтних вимикачів, вимірювальних трансформаторів струму, кабельних ліній, автоматичних вимикачів.
- Усе обладнання пройшло перевірку.

4 БЕЗПЕКА ЖИТТЄДІЯЛЬНОСТІ, ОСНОВИ ОХОРОНИ ПРАЦІ

4.1 Класифікація приміщень за небезпекою електротравм

Відповідно до ПУЕ, приміщення за небезпекою електротравм поділяються на три категорії [16]:

- без підвищеної небезпеки;
- з підвищеною небезпекою;
- особливо небезпечні.

Категорія приміщення визначається наявністю в приміщенні чинників підвищеної або особливої небезпеки електротравм. До чинників підвищеної небезпеки належать:

- температура в приміщенні, що впродовж доби перевищує 35 °С;
- відносна вологість більше 75 %, але менше повного насичення (100 %);
- струмопровідна підлога — металева, бетонна, цегляна, земляна тощо;
- струмопровідний пил;
- можливість одночасного доторкання людини до неструмовідних частин електроустановки і до металоконструкцій, що мають контакт із землею.

До чинників особливої небезпеки електротравм належать:

- відносна вологість близька до насичення (до 100 %);
- агресивне (середовище, що пошкоджує ізоляцію).

Якщо в приміщенні відсутні чинники підвищеної і особливої небезпеки, то воно належить до приміщень без підвищеної небезпеки електротравм.

При наявності одного з чинників підвищеної небезпеки, приміщення належить до приміщень підвищеної небезпеки електротравм.

При наявності одночасно двох чинників підвищеної небезпеки або одного чинника особливої небезпеки, приміщення вважається особливо небезпечним.

Із наведеного видно, що класифікація приміщень за небезпекою

електротравм враховує тільки особливості цих приміщень, стан їх середовища і не враховує електротехнічних параметрів електроустановок.

Категорія приміщень є одним з основних чинників, які визначають вимоги щодо виконання електроустановок, безпечної їх експлуатації, величини напруги, заземлення (занулення) електроустановок. Умови поза приміщеннями прирівнюються до особливо небезпечних.

4.2 Причини електротравм, напруга кроку

Як і при інших видах травм, при електротравмах виділяють технічні, організаційно-технічні, організаційні і організаційно-соціальні їх причини [16].

До технічних причин належать: недосконалість конструкції електроустановки і засобів захисту, допущені недоліки при виготовленні, монтажі і ремонті електроустановки.

До основних організаційних причин електротравм належать:

- відсутність (непризначення наказом) на підприємстві особи, відповідальної за електрогосподарство або невідповідність кваліфікації цієї особи чинним вимогам;
- недостатня укомплектованість електротехнічної служби працівниками відповідної кваліфікації;
- відсутність на підприємстві посадових інструкцій для електротехнічного персоналу та інструкцій із безпечного обслуговування та експлуатації електроустановок;
- недостатня підготовленість персоналу з питань електробезпеки, несвоєчасна перевірка знань, невідповідність групи з електробезпеки персоналу характеру робіт, що виконуються;
- недотримання вимог щодо безпечного виконання робіт в електроустановках за нарядами-допусками, розпорядженнями та в порядку поточної експлуатації;
- неефективний нагляд, відомчий і громадський контроль за

дотриманням вимог безпеки при виконанні робіт в електроустановках та їх експлуатації.

До основних організаційно-соціальних причин електротравм належать: змушене виконання не за спеціальністю електробезпечних робіт; негативне ставлення до виконуваної роботи, обумовлене соціальними чинниками; залучення працівників до понадурочних робіт; порушення виробничої дисципліни; залучення до роботи осіб віком до 18 років.

При переміщенні людини в зоні розтікання струму в землі її ноги будуть торкатися ділянок землі з різними потенціалами, а на людину буде діяти напруга, яка визначається різницею цих потенціалів і відома під назвою *напруга кроку* - різниця потенціалів між двома точками на поверхні землі в зоні розтікання струму, які знаходяться на відстані кроку (0,8 м) одна від одної. З наближенням до місця замикання на землю величина напруги кроку буде зростати, і вона може досягти небезпечних для людини значень вже при напрузі електроустановок 0.4 кВ, а в сиру погоду та за зволоженого ґрунту і при меншій напрузі. Тому Правила безпечної експлуатації електроустановок споживачів при наявності замикання на землю забороняють наближатися до місця замикання ближче 8 м поза приміщенням і 4 м в приміщенні без застосування засобів захисту - діелектричні боти, галоші, суха дошка, сухе гумове взуття тощо.

У цілому, заходи захисту людини від дії напруги кроку зводяться до розірвання мережі струму через людину по петлі "нога-нога", або різкого збільшення опору в цій петлі за рахунок використання різних підручних засобів. За необхідності невідкладного входу в зону небезпечних напруг кроку для надання допомоги потерпілим і т.ін. і відсутності під рукою засобів захисту, доцільно переміщуватися в цій зоні обережно, пересуваючи ступні по землі так, щоб вони постійно торкались одна другої.

4.3 Запобігання виникненню та ліквідації наслідків надзвичайних ситуацій техногенного і природного походження на об'єктах електроенергетики

Запобігання виникненню надзвичайних ситуацій — це підготовка та реалізація комплексу правових, соціально-економічних, політичних, організаційно-технічних, санітарно-гігієнічних та інших заходів, спрямованих на регулювання безпеки, проведення оцінки рівнів ризику, завчасне реагування на загрозу виникнення надзвичайної ситуації на основі даних моніторингу (спостережень), експертизи, досліджень та прогнозів щодо можливого перебігу подій з метою недопущення їх переростання у надзвичайну ситуацію або пом'якшення її можливих наслідків [17].

Зазначені функції запобігання надзвичайним ситуаціям техногенного та природного характеру в нашій країні виконує Єдина державна система запобігання і реагування на надзвичайні ситуації техногенного і природного характеру, затверджена Постановою Кабінету Міністрів України від 3 серпня 1998 р. № 1198.

Єдина державна система запобігання і реагування на надзвичайні ситуації техногенного і природного характеру (ЄДСЗР) включає в себе центральні та місцеві органи виконавчої влади, виконавчі органи рад, державні підприємства, установи та організації з відповідними силами і засобами, які здійснюють нагляд за забезпеченням техногенної та природної безпеки, організують проведення роботи із запобігання надзвичайним ситуаціям техногенного та природного походження і реагування у разі їх виникнення з метою захисту населення і довкілля, зменшення матеріальних втрат.

Основною метою створення ЄДСЗР є забезпечення реалізації державної політики у сфері запобігання і реагування на надзвичайні ситуації, забезпечення цивільного захисту населення.

Завданнями ЄДСЗР є:

- розроблення нормативно-правових актів, а також норм, правил та стандартів з питань запобігання надзвичайним ситуаціям та забезпечення захисту населення і територій від їх наслідків;
- забезпечення готовності центральних та місцевих органів виконавчої влади, виконавчих органів рад, підпорядкованих їм сил і засобів до дій, спрямованих на запобігання і реагування на надзвичайні ситуації;
- забезпечення реалізації заходів щодо запобігання виникненню надзвичайних ситуацій;
- навчання населення щодо поведінки та дій у разі виникнення надзвичайної ситуації;
- виконання цільових і науково-технічних програм, спрямованих на запобігання надзвичайним ситуаціям, забезпечення сталого функціонування підприємств, установ та організацій, зменшення можливих матеріальних втрат;
- збирання та аналітичне опрацювання інформації про надзвичайні ситуації, видання інформаційних матеріалів з питань захисту населення і територій від наслідків надзвичайних ситуацій;
- прогнозування і оцінка соціально-економічних наслідків надзвичайних ситуацій, визначення на основі прогнозу потреби в силах, засобах, матеріальних та фінансових ресурсах;
- створення, раціональне збереження і використання резерву матеріальних та фінансових ресурсів, необхідних для запобігання і реагування на надзвичайні ситуації;
- проведення державної експертизи, забезпечення нагляду за дотриманням вимог щодо захисту населення і територій від надзвичайних ситуацій (у межах повноважень центральних та місцевих органів виконавчої влади);
- оповіщення населення про загрозу та виникнення надзвичайних ситуацій, своєчасне та достовірне його інформування про фактичну обстановку і вжиті заходи;

- захист населення у разі виникнення надзвичайних ситуацій;
 - проведення рятувальних та інших невідкладних робіт щодо ліквідації надзвичайних ситуацій, організація життєзабезпечення постраждалого населення;
 - пом'якшення можливих наслідків надзвичайних ситуацій у разі їх виникнення;
 - здійснення заходів щодо соціального захисту постраждалого населення, проведення гуманітарних акцій;
 - реалізація визначених законодавством прав у сфері захисту населення від наслідків надзвичайних ситуацій, в тому числі осіб (чи їх сімей), що брали безпосередню участь у ліквідації цих ситуацій;
- участь у міжнародному співробітництві у сфері цивільного захисту населення.

ЗАГАЛЬНІ ВИСНОВКИ

1. Проведено аналіз тенденції розвитку вітрових турбін. Встановлено, що вони спрямовані на збільшення потужності, підвищення ефективності та надійності, а також на зниження вартості кіловата енергії.
2. В результаті проектування вітроенергетичної станції було розглянуто такі питання: ділянка розміщення ВЕС, споруди та інженерні комунікації; електрична частина станції. Вибрано та проаналізовано вітрогенератори, які використано у проекті.
3. Запропоновано структурну та електричну схему ВЕС . Спроектовано головну схему електричних з'єднань, і розраховано показники ефективності. Вибране обладнання відповідає всім умовам перевірки.
4. Здійснено розрахунок та вибір силових трансформаторів, комутаційної та вимірювальної апаратури, кабельних ліній та шинопроводів, високовольтних вимикачів та роз'єднувачів, автоматичних вимикачів, перерізів кабельних ліній, вимірювальних трансформаторів струму.
5. Виконано перевірку основного обладнання на струми короткого замикання, а саме: високовольтних вимикачів, вимірювальних трансформаторів струму, кабельних ліній, автоматичних вимикачів. Усе обладнання пройшло перевірку.
6. В результаті розроблено технічне рішення у складі 6 вітрогенераторів, потужністю 300 кВт кожен марки KWT-300 від компанії Komai (Японія), та 2 дизельні генератори, потужністю 1280 кВт марки 3512B HD виробництва фірми Caterpillar (США).

ПЕРЕЛІК ПОСИЛАНЬ

1. Gipe, P., Wind Energy Comes of Age , John Wiley & Sons, 1995.
2. Krohn, S., Danish wind turbines: an industrial success story, 2002, [http://www.talentfactory.dk/media\(483,1033\)/Danish_Wind_Turbine_Industry,_an_industrial_succes_story.pdf](http://www.talentfactory.dk/media(483,1033)/Danish_Wind_Turbine_Industry,_an_industrial_succes_story.pdf)
3. Echavarria, E., Hahn, B. & van Bussel, G.J.W., Reliability of wind turbine technology through time. Journal of Solar Energy Engineering , 130(3), 2008.
4. Коваль В. П. Використання суперконденсаторів у енергоустановках / В. П. Коваль, Я. О. Філюк, А. М. Смучок // Збірник тез доповідей IV Міжнародної науково-технічної конференції молодих учених та студентів „Актуальні задачі сучасних технологій“, 25-26 листопада 2015 року — Т. : ТНТУ, 2015 — Том 2. — С. 105
5. Рудик А. І. Енергоефективність двороторної вітроенергетичної установки / А. І. Рудик, В. П. Коваль // XI Міжнародна науково-практична конференція молодих учених та студентів „Актуальні задачі сучасних технологій“, 7-8 грудня 2022 року. — Т. : ТНТУ, 2022. — С. 70
6. Коваль В. П. Підвищення ефективності використання вітрового потоку у вітрових енергоустановках / В. П. Коваль // Матеріали Міжнародної науково технічної конференції „Фундаментальні та прикладні проблеми сучасних технологій— до 60-річчя з дня заснування Тернопільського національного технічного університету імені Івана Пулюя та 175-річчя з дня народження Івана Пулюя, 14-15 травня 2020 року. — Т. : ТНТУ, 2020. — С. 204.
7. Brown, D.A. & Hefner, R.E., Corrosion protection for wind turbine unites in a marine environment, US Patent 7,230,347, 2007.
8. Koçak, K. A method for determination of wind speed persistence and its application. Energy 2002, 27, 967–973.
9. Wood, D. Determination of the optimum tower height for a small wind turbine. Int. J. Renew. Energy Eng. 2001, 3, 356–359

10. Weisser, D. A wind energy analysis of Grenada: An estimation using the 'Weibull' density function. *Renew. Energy* 2003, 28, 1803–1812.
11. Sen, Z.; Sahin, A.D. Regional assessment of wind power in western Turkey by the cumulative semivariogram method. *Renew. Energy* 1997, 12, 169–177.
12. Cheng, M.; Zhu, Y. The state of the art of wind energy conversion systems and technologies: A review. *Energy Convers. Manag.* 2014, 88, 332–347.
13. Черепанин Р. Чи стоятимуть вітряки на Боржаві? <https://zbruc.eu/node/87001>.
14. KWT300. https://www.thewindpower.net/turbine_en_1588_komaihaltec_kwt300.php
15. Омельченко О.В., Цвірун Л.О., Перекрест В.В. Електрообладнання енергетичних установок: навч. посіб. Кривий Ріг: ДонНУЕТ, 2022. 114 с.
16. Гандзюк, М. П. Основи охорони праці [Текст] : підручник / М. П. Гандзюк, Є. П. Желібо, М. О. Халімовський ; за ред. М. П. Гандзюка ; МОН України. – 4-е видання. – К. : Каравела, 2008. – 384 с.
17. Євдін О.М., Могильниченко В.В., Скидан М.А., Рibaкова Е.О. Захист населення і територій від надзвичайних ситуацій. Том 1. "Техногенна та природна небезпека". Посібник.- К.: КІМ, 2007.- 636 с