

МЕТОДИЧНІ ВКАЗІВКИ

до лабораторних робіт з дисципліни "Електрична частина станцій та підстанцій" для підготовки бакалаврів усіх форм навчання за спеціальністю 141 «Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка» з навчанням за освітніми програмами "Енергетичний менеджмент" та "Електротехнічні системи електроспоживання"

частина 2

Методичні вказівки до лабораторних робіт з дисципліни "Електрична частина станцій та підстанцій" для підготовки бакалаврів усіх форм навчання за спеціальністю 141 «Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка» з навчанням за освітніми програмами "Енергетичний менеджмент" та "Електротехнічні системи електроспоживання" частина 2 /Укл. О.М. Климко, Д.В. Федоша, О.І.Кузьменко. Запоріжжя: ЗНТУ, 2019.- 46 с.

Укладачі: доц., к.т.н. О. М. Климко
доц., к.т.н. Д.В. Федоша
зав. лаб. О.І. Кузьменко

Рецензент доц., к.т.н. І.В. Авдєєв

Відповідальний за випуск доц., к.т.н. О.А. Шрам

Затверджено
на засіданні кафедри
“Електропостачання
промислових підприємств”
Протокол №5 від 26.12.2018

Рекомендовано до випуску
НМК ЕТФ
протокол №7 від 21.02.2019

З М І С Т

Загальні методичні вказівки	54
Лабораторна робота №5.....	55
Лабораторна робота №6.....	77

ЗАГАЛЬНІ МЕТОДИЧНІ ВКАЗІВКИ

Лабораторні роботи мають допомогти студентам ознайомитися з промисловими зразками електрообладнання, яке використовується на електричних станціях, що використовують відновлювальні джерела енергії.

Використання відновлюваних джерел енергії (ВДЕ) на сьогодні є одним із пріоритетних напрямів розвитку європейської енергетики, що обумовлено низкою чинників, основними серед яких є:

- запобігання енергетичній нестабільності країн, пов'язаної з енергетичними кризами, та скорочення залежності від імпорту енергоносіїв;
- необхідність зменшення обсягів шкідливих викидів, що утворюються в процесі використання традиційних енергоносіїв;
- збереження запасів енергоресурсів для майбутніх поколінь.

Директива ЄС 2009/28/ «Про сприяння використанню енергії з відновлюваних джерел» створила основу для просування ВДЕ у ЄС та встановила обов'язкові національні цільові показники, а саме: до 2020 року частка ВДЕ у кінцевому споживанні енергії у середньому у ЄС–28 має досягти 20%, в тому числі у транспорті – 10%.

Більше того, нарощування частки використанні ВДЕ і надалі залишатиметься одним із стратегічних завдань економічного розвитку Євросоюзу. Держави-члени ЄС вже домовилися про новий цільовий індикатор використання ВДЕ у кінцевому споживанні енергії, який має у 2030 році досягти щонайменше 27%.

Широко використовуються такі альтернативні джерела енергії, як сонячні термічні та електричні системи, вітряні генератори, енергетичні системи для використання можливостей біомаси різного походження, вироблення біогазу зі звалищ побутових відходів, геотермальні установки та ін.

Лабораторна робота № 5

СОНЯЧНІ ЕЛЕКТРОСТАНЦІЇ

Мета роботи: ознайомитись з типами та принципом роботи фотоелектричних сонячних батарей, вивчити конструктивні особливості, склад та компоновку обладнання сонячних електростанцій. Дослідити роботу сонячної електростанції, навчитися обчислювати опір, потужність та коефіцієнт корисної дії фотоелектричної панелі, навчитися розраховувати економію, яку забезпечить використання сонячної батареї та її термін окупності.

Загальні відомості

Сонячна електростанція (СЕС) – це інженерна споруда, що слугує для перетворення сонячного випромінювання в електричну енергію.

СЕС бувають двох видів: фотоелектричні СЕС – безпосередньо перетворюють сонячну енергію в електроенергію за допомогою фотоелектричного генератора та термодинамічні СЕС – перетворюють сонячну енергію в теплову, а потім в електричну; потужність термодинамічних сонячних електростанцій вище, ніж потужність фотоелектричних станцій.

В термодинамічних сонячних електростанціях використовують теплообмінні елементи із селективним світлопоглинальним покриттям. Вони здатні поглинати до 97% сонячного світла, що потрапляє на них. Ці елементи навіть за рахунок звичайного сонячного освітлення можуть нагріватися до 200 °С і більше. За допомогою них воду перетворюють на пару в звичайних парових котлах, що дозволяє отримати ефективний термодинамічний цикл в паровій турбіні. ККД сонячної паротурбінної установки може досягати 20%.

Головним елементом фотоелектричних сонячних станцій є сонячні батареї. Вони складаються з тонких плівок кремнію або інших напівпровідникових матеріалів і можуть перетворювати сонячну енергію в постійний електричний струм.

Принцип дії фотоелектричного перетворювача (ФЕП) ґрунтується на використанні внутрішнього фотоефекту в напівпровідниках і ефекту поділу фотогенованих носіїв зарядів (електронів і дірок) електронно-дірковим переходом або потенційним бар'єром типу метал-діелектрик-напівпровідник. Фотоефект має місце, коли фотон (світло-

вий промінь) падає на елемент з двох матеріалів з різним типом електричної провідності (дірковою або електронною). Потрапивши в такий матеріал, фотон вибиває електрон з його середовища, утворюючи вільний від'ємний заряд і «дірку». В результаті рівновага так званого $p-n$ - переходу порушується і в колі виникає електричний струм.

Фотоелектричні перетворювачі відрізняються надійністю, стабільністю, а термін їх служби практично не обмежений. Вони можуть перетворювати як пряме, так і розсіяне сонячне світло. Невелика маса, простота обслуговування, модульний тип конструкції дозволяє створювати установки будь-якої потужності. До недоліків сонячних батарей можна віднести високу вартість і низький ККД.

Найбільш поширені технології виробництва фотоелементів:

1. Кристалічні фотоелементи:

- а) монокристалічні кремнієві фотоелементи;
- б) полікристалічні фотоелементи.

2. Тонкоплівкові фотоелементи:

- а) фотоелементи з використанням діселеніду індію та міді (CIS технологія);
- б) фотоелементи з використанням телуриду кадмію (CdTe технологія);
- в) фотоелементи з використанням аморфного кремнію.

Виробництво монокристалічних фотоелементів відбувається із застосуванням методу Чхоральського. Для того щоб отримати кремнієвий монокристал, в розтоп кремнію з бором занурюють початковий кристал і поступово піднімають на кілька метрів над поверхнею розчину, при цьому за зародковим кристалом витягується кристалізований розчин. З отриманої монокристалічної заготовки зрізують крайки для того щоб отримати квадратні елементи і розрізають його на елементи товщиною приблизно 0,3 мм. Після цього елементи легують фосфором для додавання n -провідності і створення $p-n$ переходу, полірують, наносять антивідбивне покриття і струмопровідні доріжки та отримують готовий до використання монокристалічний фотоелемент.

Характеристики якого: ККД від 15 до 18 %; форма квадратна або квадратна із закругленими або зрізаними кутами; товщина 0,2 – 0,3мм; колір від темно-синього до чорного з антивідбивним покриттям або сірий без покриття; зовнішній вигляд – однорідний.

Полікристалічні фотоелементи виробляються за допомогою рівномірного спрямованого охолодження ємності з розтопом кремнію і бо-

ру. При цьому в ємності формуються односпрямовані гомогенні кристали розміром від кількох міліметрів до кількох сантиметрів. Отриманий блок полікристалів обробляється так само, як і монокристалічна заготовка.

Характеристики: ККД від 13 до 16 %; форма квадратна; товщина 0,24 – 0,3 мм; колір синій з антивідбивним покриттям, сріблясто-сірий без покриття; зовнішній вигляд – блок кристалів різного спрямування, деякі кристали чітко видно на зрізі.

Активним напівпровідниковим матеріалом в CIS фотоелементах є діселенід індію та міді. CIS компаунд часто легується галієм і (або) сіркою. При виробництві елемента скло покривається струмопровідним шаром молібдену, для фотоелемента цей шар буде катодом. Шар CIS компаунда в фотоелементі має р-провідність і наноситься на шар молібдену. Оксид цинку з домішкою алюмінію ZnO:Al використовується як прозорий електропровідний анод. Цей шар має n-тип провідності і в ньому розпорошено допоміжний шар оксиду цинку $i\text{-ZnO}$. Проміжний шар сульфиду кадмію CdS використовується для зменшення втрат, пов'язаних з невідповідністю кристалічних ґраток CIS і ZnO шарів.

Характеристики: ККД від 9 до 11%; форма елемента відповідає формі модуля; товщина модуля в незагартованому склі від 2 до 4 мм; колір від темно-сірого до чорного; зовнішній вигляд – однорідний.

Фотоелементи з використання телуриду кадмію CdTe виробляються на підкладці з прозорим TCO провідником, який виготовляється з оксиду індію та олова ITO і використовується як передній контакт. Ця підкладка покривається шаром селеніду кадмію CdS з n-типом провідності. Після цього наноситься абсорбувальний шар телуриду кадмію CdTe з р-типом провідності. Після цього модуль закривається металевим струмопровідною пластиною.

Характеристики: ККД 8,5%; форма елемента відповідає формі модуля; товщина модуля в незагартованому склі – 3 мм; колір від дзеркального темно-зеленого до чорного; зовнішній вигляд – однорідний.

Аморфний кремній в фотоелементах не утворює однорідну структуру, але утворює неупорядковану мережу. Як результат, через відкриті границі кристалів відбувається поглинання водню. Цей гідрогенізований аморфний кремній $a\text{-Si:H}$ створюється в реакторі плазми з газової фази гідриду кремнію SiH_4 . Легування кремнію здійснюється змішуванням газів, що містять легувальний елемент – гідрид бору B_2H_6

для р-провідності і гідрид фосфору PH_3 для n-провідності. У зв'язку з невеликою відстанню проникнення легувальних домішок в аморфний кремній, термін життя носіїв заряду не дуже довгий, тому на шар кремнію наносяться додаткові шари з n- і р-провідністю. Як передній контакт використовується прозорий ТСО провідник з оксидом олова SnO_2 , оксидом індію та олова ІТО або оксидом цинку ZnO . Як задній контакт використовується металева струмопровідна пластина.

Характеристики: ККД від 5 до 7 %; форма відповідає формі модуля, максимальний розмір $2 \times 3 \text{ м}$; товщина елемента в незагартованому склі від 1 до 3 мм; колір від коричневого до синього або фіолетового; зовнішній вигляд – однорідний.

ККД для фотоелементів – це ефективність перетворення сонячної енергії в електричну, це означає, що чим менше ККД тим більше площі фотоелементів нам необхідно для забезпечення тієї ж потужності в порівнянні з елементами у яких ККД має більш високе значення.

Насправді перетворення енергії прямого сонячного випромінювання монокристалічних елементів відбувається з найбільшою ефективністю, у полікристалічних модулів це перетворення відбувається з меншою ефективністю в зв'язку з різною орієнтацією кристалів в елементі. Розсіяне випромінювання кристалічні фотоелементи перетворюють з однаковою ефективністю. Тому частка вироблення від розсіяного випромінювання в полікристалічних панелях вище ніж в монокристалічних, а, отже, і вплив орієнтації на вироблення нижче. У тонкоплівкових елементів в зв'язку з більшим ступенем неупорядкованості орієнтації світлочутливих елементів вироблення з розсіяною частини випромінювання становить основну частку вироблення. Тому і прийнято говорити, що на вироблення тонкоплівкових модулів не впливає орієнтація. Але енергію сонячного випромінювання, не залежно від його форми, ефективніше за все перетворюють монокристалічні модулі бо у них ККД вище.

Фотопанелі з кристалічних фотоелементів найчастіше використовуються в будівництві сонячних електростанцій. Зазвичай, термін служби фотомодулів з кристалічних елементів становить 25 років. Через 25 років потужність фотоелементів складе 80% від поточної потужності. Зазвичай кристалічні фотопанелі виробляються з непрозорою підкладкою з PVB-пластика або тефлону, покриттям зі скла або прозорого EVA-пластика, або скла і алюмінієвою рамою.

CIS – фотомодулі мають найбільший ККД як для тонкоплівкових модулів. Але ці модулі схильні до корозії від струмів витоку в зв'язку з застосуванням електролізу в їх виробництві, тому, коли встановлюємо станцію на CIS фотомодулях необхідно забезпечити повну потенційну розв'язку з АС мережею за допомогою установки трансформаторного інвертора або спеціального розділового трансформатора і встановити по диференціальному автомату на кожному з ліній, під'єднаних до інвертора. CdTe – фотомодулі не схильні до корозії. Але кадмій є токсичним елементом, що викликає гострі та хронічні отруєння. Тому використані або зіпсовані CdTe – фотопанелі підлягають обов'язковій утилізації, що здорожує експлуатацію станції. Фотопанелі з аморфного кремнію не схильні до корозії і не токсичні, але мають дуже низький ККД і їх активні елементи вигоряють на сонці. Зазвичай, протягом 6 – 12 місяців після установки відбувається зниження потужності, потім ці модулі виходять на сталу потужність. Термін служби таких модулів становить близько 10 років. Термін служби CIS і CdTe модулів такий ж, як і у кристалічних.

Тонкоплівкові фотомодулі найчастіше застосовуються в фасадних системах і дизайнерських рішеннях. Швидше за все, в майбутньому тонкоплівкові модулі замінять кристалічні бо їх виробництво дешевше і менш енергоємне. Адже ніхто не зацікавлений в фотопанелі на виробництво яких витрачається більше енергії ніж вони здатні виробити за термін служби.

Чутливість фотоелемента залежить від довжини хвилі падаючого світла і прозорості верхнього шару елемента. У ясну погоду кремнієві елементи виробляють електричний струм приблизно силою 25 мА при напрузі 0,5 В на 1 см² площі елемента, тобто 12 – 13 мВт / см². Теоретична ефективність кремнієвих елементів становить близько 28%, практична – від 14 до 20%.

При послідовно-паралельних з'єднаннях сонячні елементи утворюють сонячну (фотоелектричну) батарею. Потужність сонячних батарей, які серійно випускаються промисловістю, становить 50 – 200 Вт.

Для збільшення потужності сонячні елементи з'єднують паралельно. Якщо ж необхідно збільшити вихідну напругу, то в цьому випадку застосовується послідовне з'єднання двох модулів. Змішана схема дозволяє регулювати обидва параметри одночасно. Таким чином, використовуючи різні типи комутації можна зібрати сонячну електростанцію з оптимально придатними для роботи характеристиками.

На сонячних електростанціях (СЕС) можна використовувати різні типи ФЕП, однак не всі вони задовольняють комплексу вимог до цих систем:

- висока надійність при тривалому (десятки років) ресурсі роботи;
- висока доступність сировини і можливість організації масового виробництва;
- прийнятні з точки зору термінів окупності витрати на створення системи перетворення;
- мінімальні витрати енергії і маси, пов'язані з керуванням системою перетворення і передачі енергії, включаючи орієнтацію і стабілізацію станції в цілому;
- зручність техобслуговування.

Деякі перспективні матеріали важко отримати в необхідних для створення СЕС кількостях через обмеженість природних запасів вихідної сировини або складності його переробки. Окремі методи поліпшення енергетичних і експлуатаційних характеристик ФЕП, наприклад за рахунок створення складних структур, погано сумісні з можливостями організації їх масового виробництва при низькій вартості тощо.

Висока продуктивність може бути досягнута лише при організації повністю автоматизованого виробництва ФЕП, наприклад на основі стрічкової технології, і створенні розвинутої мережі спеціалізованих підприємств відповідного профілю, тобто фактично цілої галузі промисловості, сумірною за масштабами з сучасної радіоелектронної промисловістю. Виготовлення фотоелементів та збирання сонячних батарей на автоматизованих лініях забезпечить багаторазове зниження собівартості батареї.

Фотоелектричні електростанції поділяють на дві категорії – автономні та такі, що працюють паралельно з мережею. Автономні станції будують зазвичай невеликої потужності й використовують як додаткове або резервне джерело живлення для комерційних або житлових будівель. У таких станціях сонячна енергія використовується для зарядки акумуляторних батарей (АКБ), а інвертор в свою чергу перетворює енергію, накопичену в АКБ, в енергію змінного струму, що живить навантаження, в тому числі і при відсутності припливу сонячної енергії (вночі).

Фотоелектричні станції, що працюють паралельно з мережею, не накопичують прийняту сонячну енергію, а перетворюють її безпосередньо в електричну енергію, що віддається в мережу. Такі станції використовуються в основному для виробництва і продажу електроенергії в електричну мережу, хоча можливо їх застосування як додаткових, що живлять власне навантаження підприємства.

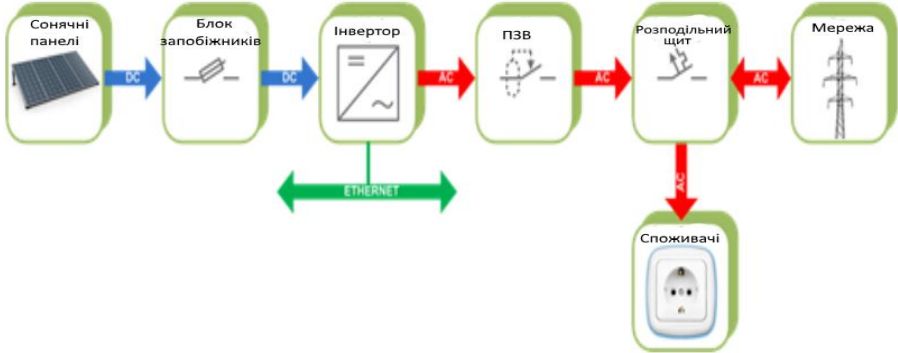


Рисунок 5.1 - Схема під'єднання альтернативних джерел енергії з генерацією в мережу

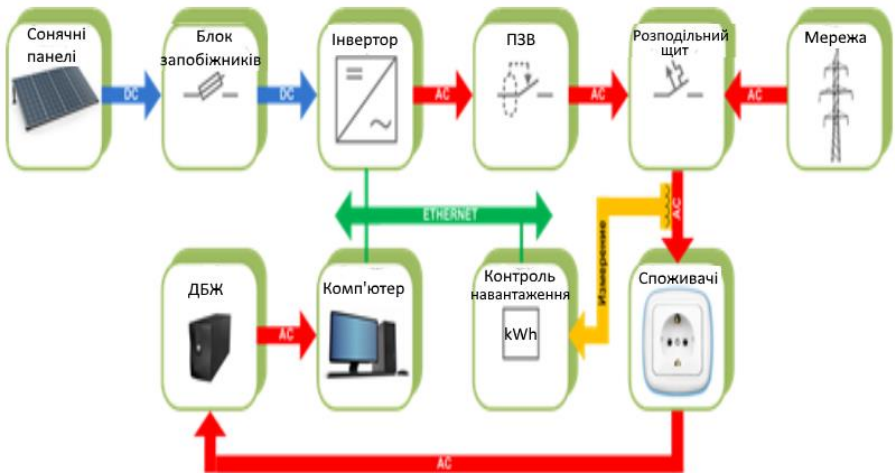


Рисунок 5.2 - Схема під'єднання альтернативних джерел енергії з контролем генерації в мережу

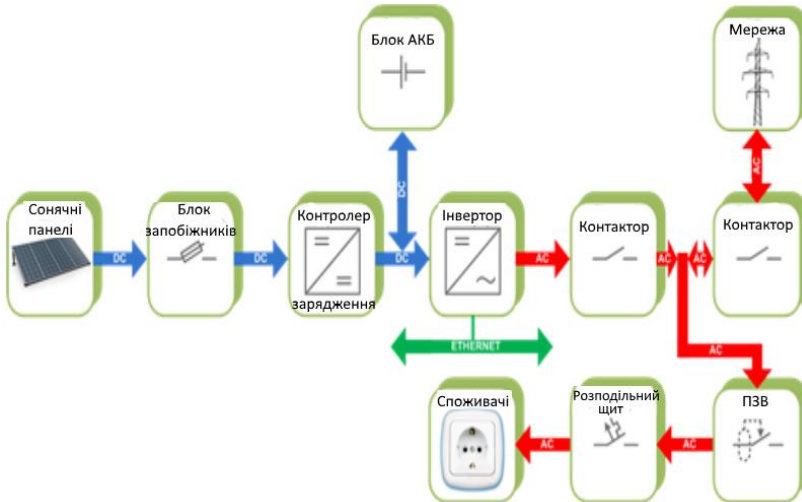


Рисунок 5.3 – Схема під'єднання альтернативних джерел енергії з акумуляторами і генерацією в мережу

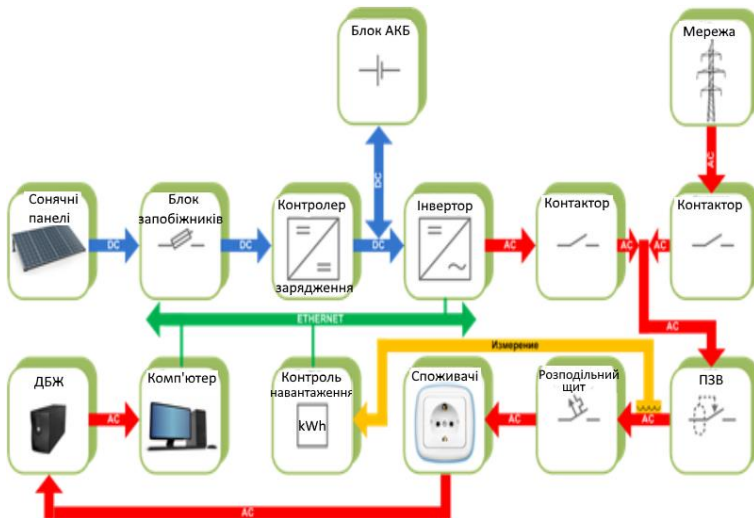


Рисунок 5.4 – Схема під'єднання альтернативних джерел енергії з акумуляторами і контролем генерації в мережу

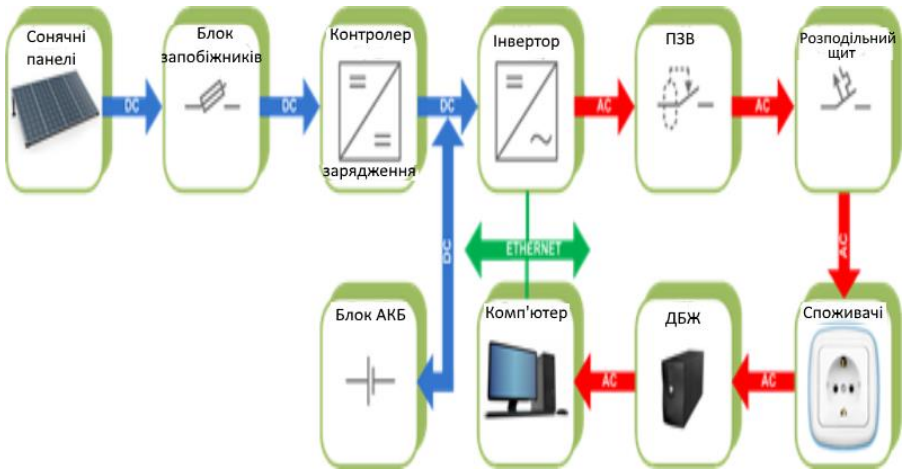


Рисунок 5.5 – Схема під'єднання альтернативних джерел енергії автономного живлення

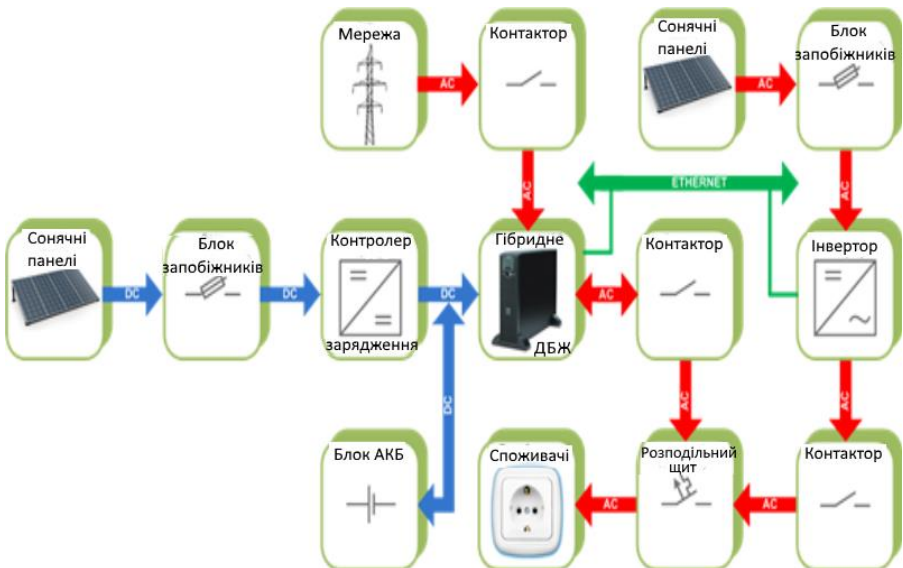


Рисунок 5.6 – Схема під'єднання альтернативних джерел енергії з гібридними ДБЖ, без генерації в мережу

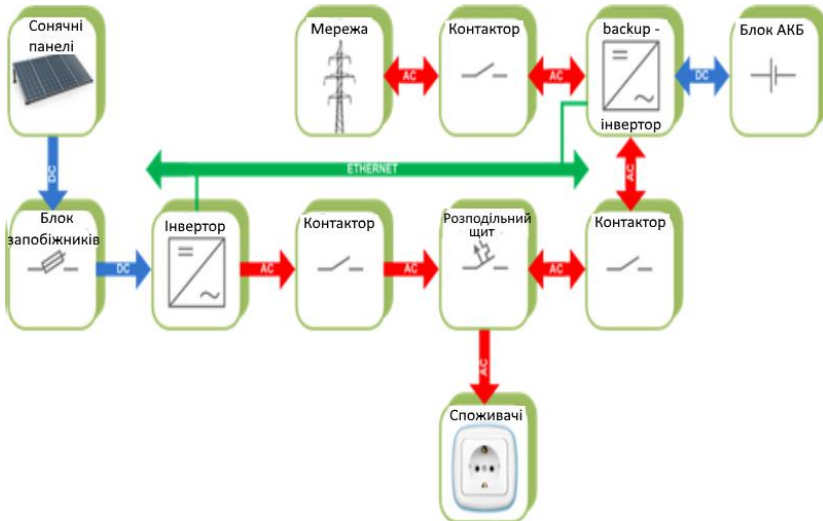


Рисунок 5.7 – Схема під'єднання альтернативних джерел енергії з backup-інвертором, з генерацією в мережу

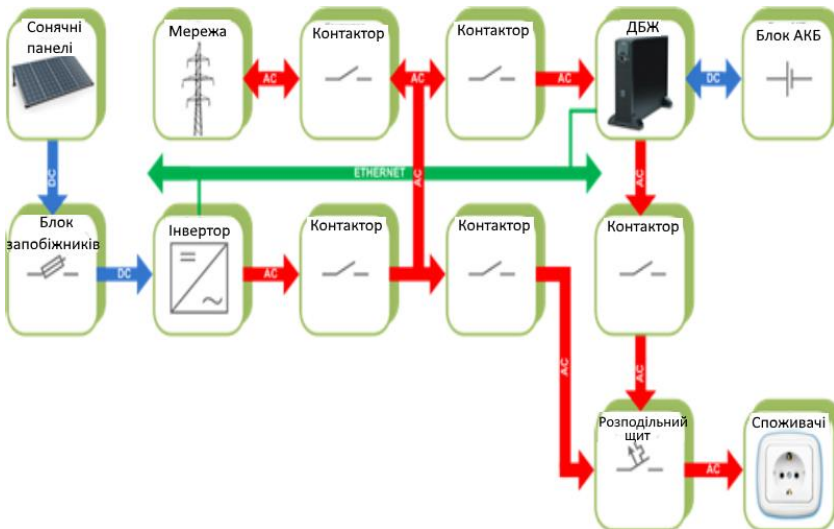


Рисунок 5.8 – Схема під'єднання альтернативних джерел енергії з ДБЖ, з генерацією в мережу

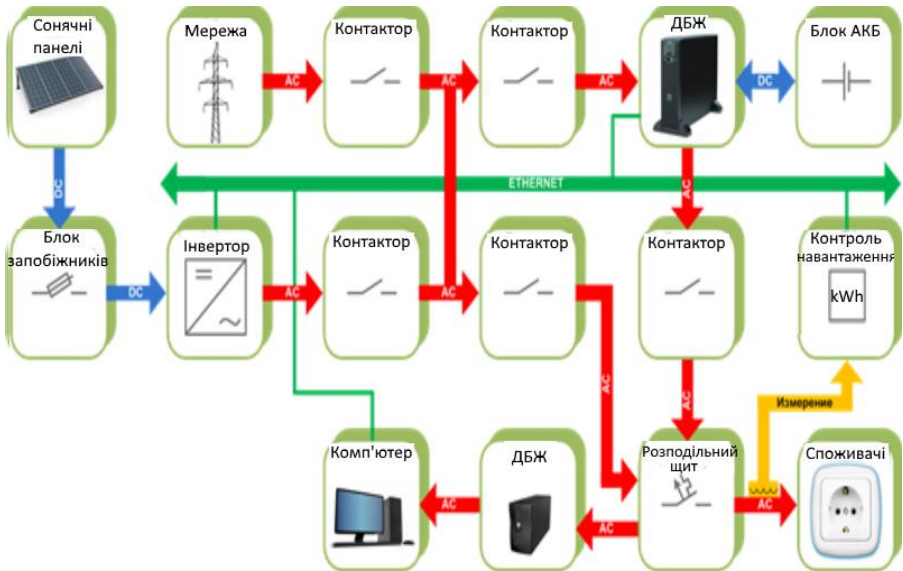


Рисунок 5.9 – Схема під'єднання альтернативних джерел енергії з ДБЖ і контроль генерації в мережу

Сонячні електростанції (СЕС) промислового масштабу, що працюють паралельно з мережею, будують однотипними ділянками піковою потужністю від 500 до 1250 кВт, кожна з яких має стандартизовану інверторну трансформаторну підстанцію (ТП).

Таким чином, станція будь-якої потужності будується блоками, які працюють паралельно один з одним і з мережею. Такий підхід забезпечує можливість багаторазового використання типових інженерних рішень, що знижує вартість як самого обладнання, так і подальшої його експлуатації.

Для будівництва великих СЕС бажано максимально збільшити потужність однієї інверторної ТП з метою скорочення їх кількості та, відповідно, зменшення протяжності мережі СЕС, а отже, і втрат. Тепер найбільш потужні інвертори, доступні на ринку, мають потужність 500 кВА і 630 кВА, тому в типових інверторних ТП застосовують по два однакових інвертори, що працюють на триобмотковий трансформатор з розщепленими обмотками потужністю 1000 кВА і 1250 кВА відповідно (див. рисунок 5.10).

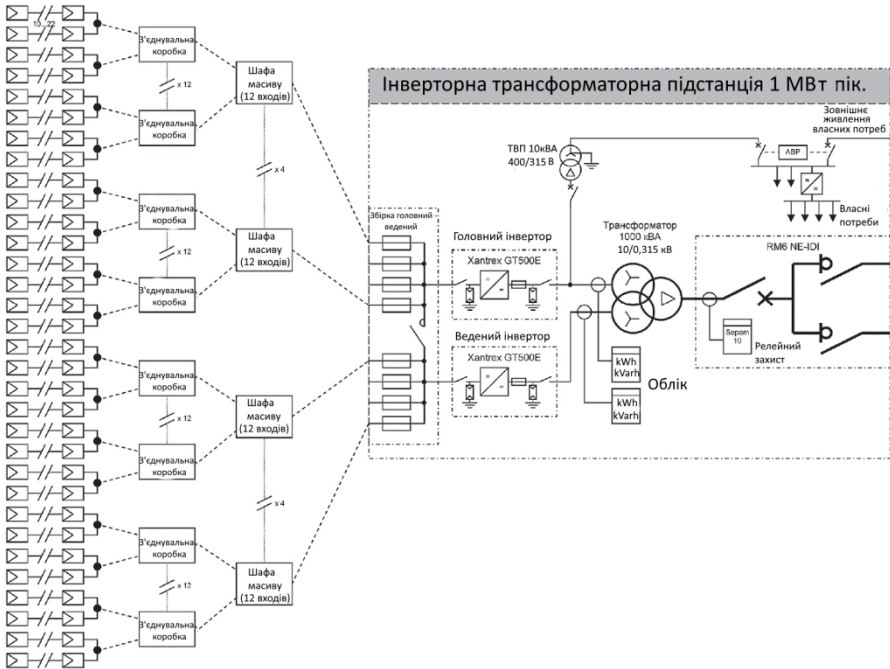


Рисунок 5.10 – Схема приєднання сонячних панелей до інверторної ТП

Схема під'єднання сонячних панелей до інверторної ТП може варіюватися в залежності від типу і параметрів панелей, потужності інверторів і т. д. Мережу постійного струму СЕС зазвичай виконують ізольованою від землі. У найзагальнішому випадку сонячні панелі з'єднуються в послідовні ланцюжки, увімкнуті між собою паралельно за допомогою сполучних коробок, встановлених поряд з панелями. Така ділянка сонячних панелей має вихідну потужність близько 10 кВт пік.

Виходи сполучних коробок під'єднують до шаф масиву панелей, в яких встановлені запобіжники, що захищають приєднання кожної ділянки, а також струмові давачі, які під'єднуються до АСУ СЕС. В результаті система керування СЕС забезпечує контроль роботи сонячних панелей на рівні невеликих ділянок, що дозволяє швидко локалізувати місце пошкодження кабелю або несправну панель. Один масив сонячних панелей зазвичай має потужність близько 100 – 150 кВт пік.

Таким чином, близько десяти масивів сонячних панелей забезпечують вихідну потужність, достатню для живлення типової інверторної ТП. Виходи шаф масивів панелей під'єднуються до запобіжної збірки, розташованої в безпосередній близькості або всередині інверторної ТП. Запобіжники встановлюють в обох полюсах мережі постійного струму.

Більш просте і недороге рішення – це звичайні збірки із запобіжників – по одній на інвертор. В цьому випадку всередині кожної ТП розташовують дві окремих збірки запобіжників, що живлять два незалежних один від одного інвертори, виходи яких під'єднують до підвищувального трансформатора з розщепленими обмотками НН.

Більш складним рішенням є так звана система «головний-ведений» (англ. Master-slave), коли використовують запобіжну збірку з контактором, що вмикає всі відповідні до ТП лінії постійного струму паралельно, при цьому один з інверторів є «головним», а другий «веденим». Система «головний-ведений» керується мікропроцесорними контролерами інверторів і призначена для підвищення ККД інверторів під час невеликої інсоляції (ранок, вечір, похмура погода). Як відомо, ККД інверторів знижується при малих вхідних струмах. Система «головний-ведений» визначає факт зниження вхідного струму і автоматично замикає контактор запобіжної збірки, одночасно вимкнувши один з інверторів.

Таким чином, під час невеликого вхідного струму, наприклад, вранці, всі лінії постійного струму, які підходять до ТП, працюють паралельно на один інвертор, запобігаючи зниженню ККД через занадто малий вхідний струм. Коли вхідний струм досить виросте, система «головний-ведений» автоматично розмикає контактор запобіжної збірки і запускає в роботу другий інвертор. Таке рішення дає невелике підвищення вироблення інверторної ТП в цілому, однак є більш дорогим, а також дещо знижує період експлуатації до ремонту через більшу кількість комутацій і циклів запуску і зупинки інверторів.

З огляду на величезну кількість сонячних панелей на СЕС промислового масштабу, загальна протяжність мережі постійного струму таких станцій дуже велика, отже, втрати в цій мережі помітно впливають на загальний ККД станції. В результаті, незалежно від прийнятих схемних рішень, основним завданням при проектуванні мережі постійного струму СЕС є мінімізація втрат. Це завдання вирішується не тільки за рахунок застосування спеціальних так званих «сонячних» сполуч-

них кабелів з високою провідністю, а й за рахунок оптимізації схеми з'єднання панелей і навіть розташування рядів панелей на земельній ділянці, що в цілому дозволяє підвищити ККД сонячної станції на 1-2%.

Вихід збірки запобіжників в складі інверторної ТП під'єднується до вхідного вимикача навантаження інвертора. Сучасні інвертори, такі як Xantrex GT500E і GT630E виробництва Schneider Electric, повністю автоматизовані. Запуск системи, її зупинка, відстеження фотоелектричної потужності і виявлення аварійних станів керуються і контролюються через шину керування, вбудовану в інвертор. Ручні операції з інвертором можуть бути необхідні тільки в разі аварії системи.

Для нормальної роботи інвертора, призначеного для паралельної роботи з мережею, напруга в зовнішній мережі змінного струму повинна бути присутньою в усіх випадках, відповідно, підвищувальний трансформатор повинен бути постійно під'єднаний до зовнішньої мережі. Блок керування інвертора автоматично контролює напругу та струм у мережах змінного струму та мережі постійного струму та контролює роботу інвертора відповідно.

На початку світлого дня інвертор знаходиться в зупиненому стані. Як тільки інсоляція виявляється достатньою для забезпечення перетікання потужності з мережі постійного струму в мережу змінного струму, пристрій керування автоматично запускає інвертор і синхронізує його вихідну напругу з напругою в мережі змінного струму, після чого інвертор вмикається на паралельну роботу з мережею (вихідний контактор змінного струму вмикається автоматично).

Сучасні інвертори, такі як Xantrex GT500E і GT630E, керуються алгоритмами, автоматично підтримують вихідний коефіцієнт потужності, близький до одиниці, тому зазвичай відсутня необхідність в додаткових установках компенсації реактивної потужності.

При нормальній роботі інвертор знаходиться в режимі відстеження точки максимальної потужності, що забезпечує отримання максимально можливої потужності від сонячних панелей для поточної густини опромінення. У цьому випадку напруга на зовнішній мережі завжди повинна бути присутня на трансформаторі напруги. При вимиканні зовнішньої мережі від інвертора з будь-якої причини інвертор автоматично зупиняється, вихідний контактор змінного струму вимикається, і інвертор очікує наявності напруги в зовнішній мережі, щоб знову вийти в режим паралельної роботи.

У разі короткого замикання у зовнішній мережі інвертор вимикається автоматично протягом декількох мілісекунд, тому фактично не є джерелом підживлення місця короткого замикання, так що при розрахунках коротких замикань у зовнішній мережі враховують тільки підживлення від енергосистеми. Релейний захист, який встановлюється на високовольтному РП інверторі ТП, призначений для захисту підвищувального трансформатора. Також інвертор автоматично зупиняється при виникненні внутрішніх аварійних ситуацій, таких як перегрів, підвищена вологість, несправність ізоляції в мережі постійного струму, надмірне зниження температури і т.п. У цих випадках інвертор автоматично не повертається до роботи. Обслуговувальний персонал повинен визначити причину аварійної ситуації та усунути її, після чого квітувати пристрій керування інвертора та надати команду для вмикання.

В кінці кожного світлового дня інвертор автоматично визначає, коли необхідно припинити перетворення енергії, в залежності від вихідної потужності інвертора. Як тільки вихідна потужність інвертора стає близькою до нуля, інвертор зупиняється, але з витримкою часу, яка дозволяє проходити через короткі зниження густини опромінення (наприклад, короткочасну хмарність) без зупинки.

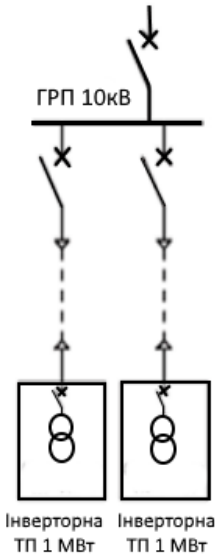
АСУ СЕС будується на базі шаф АСУ, що встановлюються в кожній інверторній ТП, які також доцільно виконувати типовими. Така шафа містить контролер, що збирає інформацію від давачів, розташований в шафах масивів панелей, під'єднаних до ТП, а також отримує дані від пристроїв керування обох інверторів ТПА, лічильники електричної енергії, пристрій керування ІБПОМ власних потреб і пристрої релейного захисту. Шафи АСУ всіх інверторних ТП об'єднуються в єдину інформаційну мережу, зазвичай оптоволоконну, якою інформація доставляється на АРМ чергового персоналу СЕС і, далі, на більш високий рівень диспетчеризації.

Конструкція будівельної частини інверторної ТП повинна забезпечувати достатній приплив повітря для охолодження обладнання, тому виробники ТП ретельно розраховують можливе тепловиділення і вентиляцію ТП. Досвід експлуатації типових інверторних ТП виробництва Schneider Electric в умовах Криму показав, що відсутня необхідність в кліматичній установці всередині ТП, оскільки при правильному розрахунку теплообміну достатньою виявляється вентиляція за рахунок вбудованих в інвертори вентиляторів. Також передбачалися невеликі

електричні обігрівачі з автоматичним керуванням, щоб температура всередині ТП не падала нижче -10°C . Більш серйозною проблемою виявилася підвищена вологість під час рясних дощів, тому інверторні ТП в таких умовах експлуатації слід встановлювати на невеликому підвищенні, забезпечувати дренаж майданчиків ТП, а також правильно вибирати ґратки повітрязабірних отворів, щоб запобігти потраплянню вологи всередину ТП під час злив, в тому числі з сильним вітром.

Промислові СЕС займають площу від декількох гектарів до сотень гектарів (для грубої оцінки можна прийняти, що 1 МВт пік. відповідає 2 га), тому з міркувань вартості обладнання, кабелів та величин втрат при передачі енергії на відстанях до декількох кілометрів інверторні

ТП об'єднують в одну мережу на напрузі 10 кВ. Далі за допомогою головного розподільного пристрою (ГРП) станція під'єднується до зовнішньої мережі 10 кВ або, через підвищувальну підстанцію, до мережі більш високого класу напруги. З точки зору зручності керування виробництвом електроенергії великі СЕС поділяють на ділянки потужністю близько 20 МВт, кожна з яких має власне ГРП.



Конфігурація внутрішньої мережі 10 кВ сонячної електростанції залежить від кількості інверторних підстанцій. На СЕС пікової потужності до декількох мегават використовується проста радіальна мережа, де кожна інверторна підстанція є глухою (рисунк 5.11). Таким чином, у випадку пошкодження кабелю з роботи виводиться тільки одна підстанція, а решта залишається в експлуатації.

Рисунок 5.11 – Радіальна схема приєднання інверторних ТП

Конфігурація мережі 10 кВ СЕС потужністю понад 4 – 5 МВт – це компроміс між надійністю та вартістю обладнання. В цьому випадку проста радіальна конфігурація менш доцільна і з точки зору втрат в кабелі (через більш значні відстані), і з точки зору подорожчання головного РП СЕС, де для під'єднання кожної інверторної ТП необхідно буде передбачити окреме приєднання.

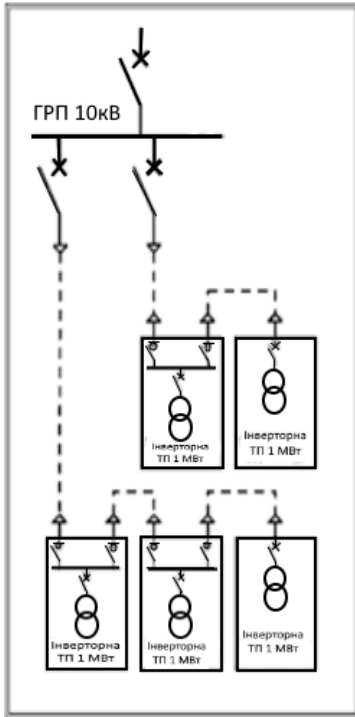


Рисунок 5.12 – Радіально-магістральна схема приєднання інверторних ТП

Для СЕС потужністю понад 8 – 10 МВт найбільш придатною видається конфігурація мережі 10 кВ у вигляді розімкнутих кільцевих ділянок (по одному кільцю на кожні 8 – 12 МВт), де всі інверторні ТП є прохідними (рисунок 5.13).

Це рішення забезпечує високу надійність, оскільки це дозволяє виключити будь-яку пошкоджену ділянку кабелю без переривання роботи інвертора ТП. Така конфігурація також дозволяє легко вводити ділянки СЕС у черги, не чекаючи створення всіх ділянок станції. Для під'єднання кожної кільцевої ділянки мережі до ГРП необхідні тільки два приєднання, номінал яких при потужності 10 – 12 МВт на кільце залишається в межах 1250 А, тобто у відносно недорогому діапазоні з точки зору вартості ГРП. Крім того, така схема може бути прийнята для нижчих електростанцій, якщо відповідне подорожчання обґрун-

Недороге рішення для СЕС потужності понад 4 – 5 МВт є радіальна мережа, кожен промінь якої містить одну – дві прохідні інверторні ТП і одну глуху (рисунок 5.12).

Таке рішення дозволяє заощадити на кількості приєднань на ГРП, проте в разі пошкодження кабелю доводиться виводити з роботи одну або більше ТП, що призводить до невиправданого зниження вироблення електроенергії на час відновлення кабелю. Проте, в процесі експлуатації СЕС не використовуються важкі машини або обладнання, що можуть пошкодити кабель, тому ймовірність пошкодження кабелю вкрай мала, і таке рішення цілком прийнятне.

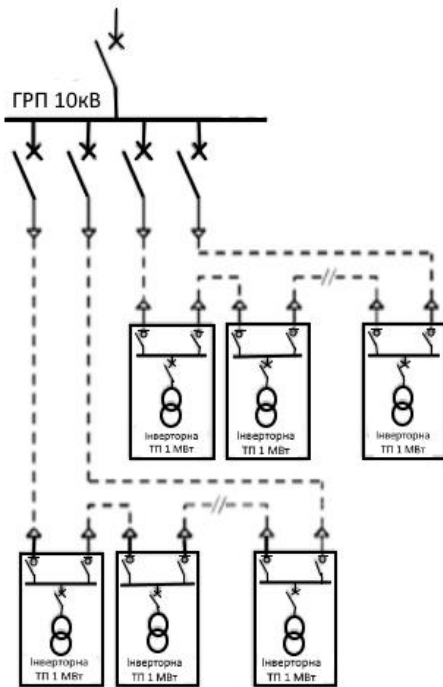


Рисунок 5.13 – Схема приєднання інверторних ТП двома магістралями

Завдання на підготовку до лабораторної роботи

Ознайомитися з лабораторною установкою, яка складається з таких основних елементів: сонячної фотопанелі, сонячного імітатора, блоку керування. Блок керування проводить заміри наступних параметрів, які використовуються при розрахунках: напруги, яку розвиває фото панель $U_{\text{фп}}$, В; сили електричного струму на навантаженні, яке під'єднане до фотопанелі $I_{\text{т}}$, А; густини потоку випромінювання $I_{\text{т}}$, Вт/м². Схема лабораторної установки має наступний вигляд:

товано з точки зору надійності та зручності експлуатації станції. Можлива також установка в інверторних ТП вимикачів і релейного захисту, що забезпечують автоматичну локалізацію і вимикання (наприклад, за допомогою спрямованого МСЗ) пошкодженої ділянки кабелю, однак це веде до подорожчання вартості ТП.

Таким чином, питання вибору конфігурації мережі 10 кВ СЕС слід вирішувати окремо для кожного проекту в залежності від кількості інверторних ТП, необхідної надійності, конфігурації земельної ділянки та допустимого обсягу капіталовкладень.

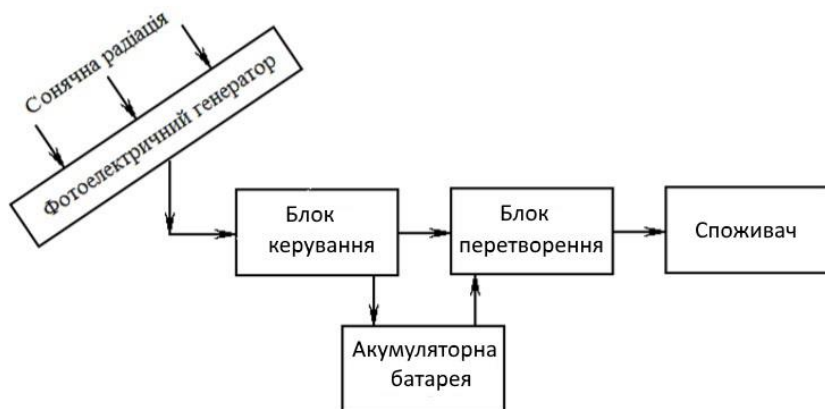


Рисунок 5.14 – Схема лабораторної установки

Контрольні запитання

1. Які особливості конструкції та технологічного процесу термодинамічних СЕС?
2. Які особливості конструкції та технологічного процесу фотоелектричних СЕС?
3. Поясніть принцип дії фотоелектричного перетворювача?
4. Які технології виробництва фотоелементів Ви знаєте? Порівняйте їх.
5. Які вимоги висуваються до фотоелектричних перетворювачів?
6. Як і для чого з'єднують між собою сонячні елементи?
7. Які особливості автономних сонячних електростанцій?
8. Які особливості сонячних електростанцій, які працюють паралельно з електричною мережею?
9. Поясніть схему фотоелектричної СЕС.
10. Від чого залежить схема під'єднання сонячних панелей до інверторної ТП?
11. Поясніть які схеми приєднання інверторних ТП використовуються.

Вказівки з техніки безпеки

Забороняється експлуатація приладів зі знятими кришками. Мережний кабель, запобіжник і мережний трансформатор перебувають під небезпечною напругою 220В частотою 50Гц.

Вивчення стенду та установки мають відбуватися при вимкнутій напрузі.

Порядок виконання роботи

1. Увімкнути систему сонячного електропостачання в роботу.
2. Для п'яти положень значення густини потоку випромінювання I_t , Вт/м² зняти з давачів наступні показники: напруга, яку розвиває досліджувана фотоелектрична панель – $U_{фп}$, В; сила електричного струму на навантаженні, яке під'єднане до фотопанелі - $I_{фп}$, А. Виміряні величини занести до таблиці 5.1.

Таблиця 5.1 – Експериментальні дані

Номер досліджу, i	I_t , Вт/м ²	$U_{фп}$, В	$I_{фп}$, А
1			
...			
m			

3. Розрахувати наступні величини.

3.1 Площа фотоелектричної панелі, м²:

$$S_{фп} = n \cdot \frac{\pi \cdot d^2}{4}$$

де n – кількість кіл; d – діаметр кола.

3.2 Опір фотоелектричної сонячної батареї, Ом:

$$R_{фп} = \frac{U_{фп,i}}{I_{фп,i}}$$

де $U_{\text{фп } i}$ - напруга, яку розвиває фотоелектрична панель для i -го дослідю, В; $I_{\text{фп } i}$ - сила електричного струму на навантажені, яке під'єднане до фотопанелі для i -го дослідю, А.

3.3 Потужність сонячної батареї, Вт:

$$P_{\text{фп},i} = U_{\text{фп},i} \cdot I_{\text{фп},i}$$

3.4 Коефіцієнт корисної дії для кожного дослідю, %:

$$\eta_i = \frac{P_{\text{фп},i}}{I_{\text{т},i} \cdot S_{\text{фп},i}} 100\%$$

де $I_{\text{т } i}$ - густина потоку випромінювання для i -го дослідю, Вт/м².

Розраховані величини занести до таблиці 5.2

Таблиця 5.2 – Розрахункові дані

Номер дослідю, i	$R_{\text{фп } i}$, Ом	$P_{\text{фп } i}$, Вт	η_i , %
1			
...			
m			

3.5 Середнє значення коефіцієнта корисної дії фотоелектричної панелі, %:

$$\eta_{\text{СЕР}} = \frac{\sum_{i=1}^m \eta_i}{m}$$

де m – кількість дослідів.

3.6 Економія від використання сонячної батареї, кВт·год/рік:

$$E_{\text{ФП}} = k \cdot S_{\text{ФП}} \cdot \eta_{\text{СЕР}}$$

де $k = 1345$ кВт·год/(рік·м²) – сонячна стала.

3.7 Економія від використання сонячної батареї у грошовому еквіваленті, грн/рік:

$$E_{\text{ГРН}} = E_{\text{ФП}} \cdot \beta$$

де β – комунальна вартість електроенергії, грн/(кВт·год).

3.8 Термін окупності, роки:

$$T_{ок} = \frac{K}{E_{грн}}$$

де K – вартість сонячної панелі, грн.

1. Побудувати діаграми.

Зміст звіту

1. Тема і мета роботи.
2. Схеми під'єднання сонячних електростанцій.
3. Результати вимірювання та розрахунків, діаграми.
4. Висновки.

Література

1. Дикий М.О. Поновлювальні джерела енергії: Підручник. – К.: Вища школа, 1993. – 351 с.
2. Кудря С.О., Головка В.М. Основи конструювання енергоустановок з відновлюваними джерелами енергії: навч. посіб.– Київ: “НТУУ «КПІ», 2011. –136с.
3. Шкрабець Ф.П. Комбінована мобільна система основного і резервного живлення електроспоживачів малої та середньої потужності / Ф.П. Шкрабець, В.В.Бердник // Електротехніка та електроенергетика. - 2018. - № 2. - С. 45-54.

Лабораторна робота № 6

ВІТРОВІ ЕЛЕКТРОСТАНЦІЇ

Мета роботи: ознайомитись з типами та принципом роботи вітрових електростанцій, вивчити конструктивні особливості, склад та компоновку обладнання вітрових електростанцій та схеми їх приєднання до електричних мереж.

Загальні відомості

Вітроелектроустановки (ВЕУ) перетворюють кінетичну енергію вітру в електричну за допомогою генератора в процесі обертання ротора. Лопаті вітряків використовуються подібно пропелеру літака для обертання центральної маточини, приєднаної через коробку передач до електричного генератора. За своєю конструкцією генератор ВЕУ нагадує генератори, які використовуються на електростанціях, що працюють за рахунок спалювання викопного палива. В більшості регіонів України середньорічна швидкість вітру 5 – 8 м/с. В таких умовах використання ВЕУ економічно виправдано.

Вітрогенератори (вітрові електрогенератори) розрізняють:

- за розташуванням осі ротора;
- за кількістю лопатей;
- за встановленою потужністю;
- за наявністю або відсутністю редуктора (мультиплікатора);
- за типом енергоспоживачів.

Використовують вітрогенератори з горизонтальною або вертикальною віссю.

Незважаючи на свою зовнішню відмінність, вітряки з вертикальною і горизонтальною осями обертання є схожими системами. Кінетична енергія вітру, що отримується при взаємодії повітряних потоків з лопатями вітряка, через систему трансмісії передається на електричний генератор. Завдяки трансмісії генератор може працювати ефективно при різних швидкостях вітру. За способом взаємодії з вітром вітряки діляться на установки з жорстко закріпленими лопатями без регулювання і на агрегати, у яких лопаті зроблені із змінним кутом. Обидві конструкції мають переваги і недоліки. Вітряки, у яких лопаті

зроблені із змінним кутом, мають більш високу ефективність використання вітру і, відповідно, вони виробляють більше електроенергії. У той же час, ці вітряки повинні бути оснащені спеціальними вальніцями, які, виходячи з наявного вже досвіду, часто є причиною поломки агрегатів. Турбіни з жорстко закріпленими лопатями більш прості в обслуговуванні, однак їх ефективність використання вітрового потоку нижче.

У вітрогенератора з горизонтальною віссю обертання головний вал ротора розташований горизонтально. В робочому стані відносно напрямку повітряного потоку ротор турбіни може перебувати перед опорою – так званий навітряний ротор або за опорою – підвітряний ротор. Найчастіше турбіни з горизонтальною віссю обертання мають дві або три лопаті, хоча є і моделі з одною лопаттю або з великим числом лопатей.

Однолопатеві вітрогенератори мають одну лопать і противагу, що виконує роль балансувального механізму. Перевагою однолопатевих роторів, в порівнянні з багатолопатевиими, є їх більш висока швидкість обертання за рахунок більш низького моменту інерції. Це дозволяє використовувати в їх схемі прямоповідні синхронні електрогенератори, розраховані на більш високі швидкості обертання, і як наслідок, мають менші розміри та вагу. Крім цього, ротор цієї конструкції має більш низьку вартість за рахунок зменшення числа лопатей.

У порівнянні з ВЕУ з кількістю лопатей три і більше, дволопатеві вітрогенератори мають ті ж переваги, що й однолопатеві. Ще однією безумовною перевагою цих вітрогенераторів є врівноваженість ротора при будь-якому кутовому положенні лопатей, за рахунок їх парної кількості. Ця їх перевага знайшло застосування в самопідйомних вітрогенераторах малого та середнього діапазону потужностей. При підйомі із землі або опусканні на землю самопідйомних дволопатевих вітрогенераторів, площа їх ротора, при будь-якому кутовому положенні лопатей буде прагнути займати горизонтальне положення, що значно спрощує технологію процесу підйому або опускання цих ВЕУ.

Трилопатеві горизонтально-осьові ВЕУ є найбільш поширеними з пропонуванних на ринку вітряків. Їх номінальна потужність складає від декількох ватів до 8 МВт. Все вітроенергетичне обладнання великої потужності (від 500 кВт і вище) – це трилопатеві горизонтально-осьові вітрогенератори.

Багатолопатеві вітряки – це диск з великою кількістю лопатей. Вони отримали назву «монолітних» установок. Такі установки використовуються в першу чергу як водяні помпи. На відміну від них площа ротора турбіни з малою кількістю лопатей (дві – три) не є суцільною. Ці турбіни відносять до «немонолітних» установок. Для найбільш ефективної роботи вітряка його лопаті повинні максимально взаємодіяти з вітровим потоком, що проходить через площу обертання ротора. Вітряки з великою кількістю лопатей зазвичай працюють при низьких швидкостях обертання. У той час як установки з двома або трьома лопатями повинні обертатися з дуже високою швидкістю, щоб максимально «охопити» вітрові потоки, що проходять через площу ротора. Теоретично, чим більше лопатей у ротора, тим ефективніше повинна бути його робота. Однак, вітряки з великою кількістю лопатей менш

ефективні, ніж вітрогенератори з двома або трьома лопатями, так як лопаті створюють перешкоди одна одній.

Сучасні вітрові електрогенератори з горизонтальною віссю обертання мають наступні переваги: більший ККД і масогабаритні показники; легке регулювання потужності та здійснення штормового захисту; кращі показники із запуску ротора при слабких вітрах; більш низька вартість вітрогенератора.

Апарати з горизонтальною віссю вимагають додаткового пристрою орієнтації та високої щогли (вежі), але характеризуються високим значенням коефіцієнту використання енергії вітру (КВЕВ) та відносно малими динамічними навантаженнями.

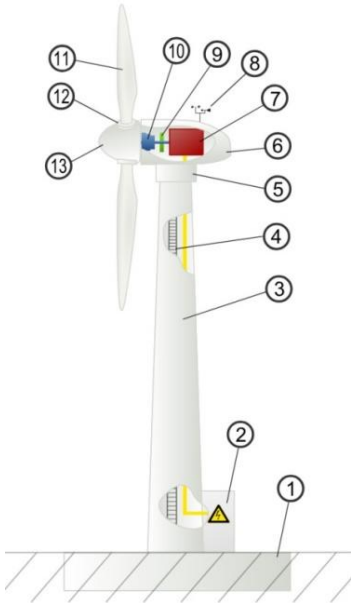


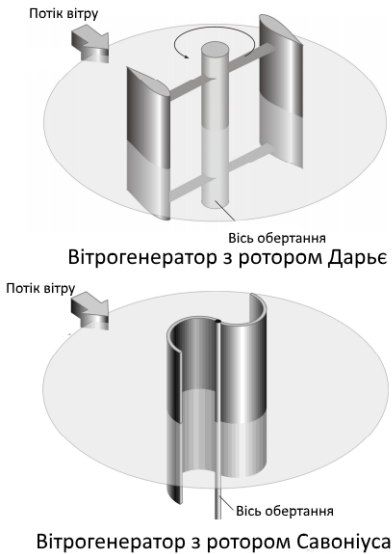
Рисунок 6.1 – Конструкція промислової вітрової установки (1 – фундамент; 2 – силовий шаф, що містить силові контактори й кола керування; 3 – вежа; 4 – сходи; 5 – поворотний механізм; 6 – гондола; 7 – електричний генератор; 8 – система спостереження за напрямком і швидкістю вітру (анемометр); 9 – гальмівна система; 10 – трансмісія; 11 – лопаті; 12 – система зміни кута атаки; 13 – ковпак ротора)

Завдяки своїм перевагам вони отримали широке використання. Високе значення коефіцієнту використання вітру КВВ досягається за рахунок оптимізації профілів лопатей турбіни, що дозволяє отримати на лопатях значну підйомну силу, яка сприяє збільшенню крутного моменту.

У вітряків з вертикальною віссю обертання (Н - подібні) головний вал ротора розташований поперек вітру (не обов'язково по вертикалі). Лопаті такої турбіни – довгі, зазвичай дугоподібні. Вони прикріплені до верхньої і нижньої частин башти. Завдяки вертикальному розташуванню головного вала ротора Н – подібні турбіни, на відміну від турбін з горизонтальною віссю обертання, «захоплюють» вітер, що дме в будь-якому напрямку, і для цього їм не потрібно міняти положення ротора при зміні напрямку вітрових потоків.

Розташування валу ротора поперек вітру дозволяє:

- встановлювати генератор і редуктор близько до землі, що зменшує витрати на обслуговування та ремонт;
- позбавляє необхідності орієнтувати турбіни відносно напрямку вітру і, таким чином, спрощує конструкцію турбіни в цій частині.



Серед вертикальних вітрогенераторів можна виділити наступні групи роторів: Савоніуса, Дар'є, ортогональний, гелікоїдний, багатолопатевий з напрямним апаратом. Основною перевагою вертикальних вітрогенераторів є відсутність необхідності орієнтувати їх на вітер. Одним з недоліків, що обмежують діапазон їх застосування та їх одиничну потужність, є їх більш низька ефективність роботи, в порівнянні з горизонтально-осьовими вітрогенераторами та більш висока матеріаломісткість, при однаковій потужності.

Рисунок 6.2 – Конструкції вітрових турбін

Вертикальний вітрогенератор типу Савоніуса є найбільш поширеним серед домашніх електростанцій. Це вітроколесо, що має два або кілька півциліндрів, що обертаються навколо осі. Головна його перевага в тому, що воно безперервно обертається в одну й ту ж саму сторону, незалежно від напрямку вітру. Але недоліком такого вітряка є низький коефіцієнт використання енергії вітру (10 – 18)%. Дволопате-вий вітрогенератор не крутиться, а смикається ривками; 4-лопате-вий рухається лише трохи плавніше, але багато втрачає в КВЕВ. Для поліпшення 4 півциліндри найчастіше розносять на два рівні – пара лопатей внизу, а інша пара, повернена на 90 градусів по горизонталі, над ними. Для ротора Савоніуса характерні високий пусковий крутний момент, робота при відносно низьких швидкостях і відносно висока технологічність його виробництва. Недоліками ротора Савоніуса є: більш низька ефективність роботи лопатевої системи, в порівнянні з горизонтально-осьовими ВЕУ; відносно висока матеріаломісткість. В даний час вітрогенератори з ротором Савоніуса випускаються в діапазоні потужностей до 5 кВт. Ротор Савоніуса, так само, часто комбінують з ротором Дар'є, для забезпечення більш високих пускових моментів ротора Дар'є.

Вітроустановка Дар'є має дві або три лопаті у вигляді плоскої смуги. Така установка відрізняється низькою собівартістю, а її ефективність у них не найбільша. До того ж при рівномірному набіганні потоку вона не може запускатися самостійно. Вітроустановка Дар'є має КВЕВ – до 20%. Вона починає розкручуватися за рахунок різниці аеродинамічного опору горба і кишені стрічки, а потім стає ніби як швидкохідною, утворюючи власну циркуляцію. Обертальний момент малий, а в стартових положеннях ротора паралельно і перпендикулярно вітру взагалі відсутній, тому саморозкручування можливе тільки при непарній кількості лопатей. В будь-якому разі на час розкручування навантаження від генератора потрібно від'єднувати. Є у ротора Дар'є ще дві вади. По-перше, при обертанні вектор тяги лопаті описує повний оберт щодо її аеродинамічного фокуса, і не плавно, а ривками. Тому ротор Дар'є швидко розбиває свою механіку навіть при рівному вітрі. По-друге, ротор Дар'є дуже шумить, аж до того, що стрічка рветься. Відбувається це внаслідок її вібрації. І чим більше лопатей, тим сильніше шум. Так що ротор Дар'є якщо і роблять, то дволопате-вими, з дорогих високоміцних звукопоглинальних матеріалів (карбо-

ну, майлару), а для розкрутки посередині щогли пристосовують невеликий ротор Савоніуса.

Ортогональні вертикальні вітрогенератори мають вертикальну вісь обертання і кілька паралельних їй лопатей, віддалених від неї на певну відстань. Перевагами ортогональних вітрогенераторів є: відсутність необхідності використовувати в їх конструкції напрямні механізми, так як робота цих установок не залежить від напрямку вітру; за рахунок вертикально розташованого головного валу, приводне обладнання може бути розташоване на рівні землі, що значно спрощує його експлуатацію. Недоліками цих установок є: більш низькі терміни служби опорних вузлів, за рахунок більш високих динамічних навантажень на них з боку ротора ВЕУ, тому що при обертанні ротора, підйомна сила від кожної лопаті змінює свій напрямок на 360° , що створює додаткові динамічні навантаження; лопатева система ортогональних установок є більш масивною в порівнянні з еквівалентними за потужністю горизонтально-осьовими установками; ефективність роботи лопатевої системи ортогональних установок є нижчою в порівнянні з горизонтально-осьовими, тому що в процесі одного оберту ротора, кути атаки потоку вітру на лопать змінюються в широких діапазонах, в той час, як в горизонтальних вітрогенератори їх можна виставляти близькими до оптимальних.

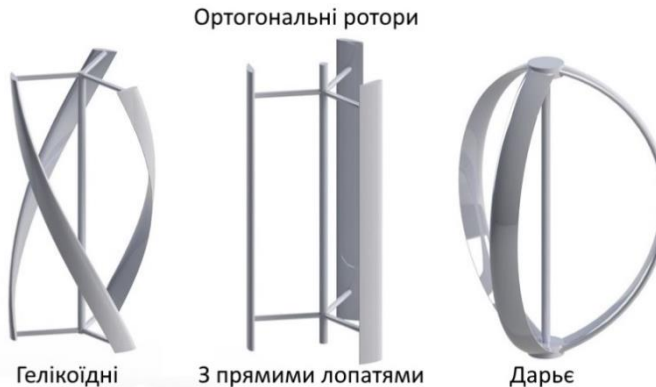


Рисунок 6.3 – Конструкції ортогональних роторів вітрових турбін

Кут установки лопатей щодо дотичної до кола, що стосується аеродинамічних фокусів крил, може бути як позитивним так і негативним, згідно силі вітру. Дозволяє довести КВЕВ майже до 50% . Для

ортогональної конструкції оптимальна кількість лопатей – три. Ортогональна конструкція відноситься до швидкохідних вітряків з від'ємною стартовою швидкістю, тобто обов'язково вимагає розкручування при введенні в експлуатацію і після штилю.

Гелікоїдний ротор або ротор Горлова є модифікацією ортогонального ротора. Вигин лопатей за гелікоїдом дозволяє уникнути втрат КВЕВ через їх кривизну. Хоча частину потоку крива лопать і відкидає, не використовуючи, але зате і загрибає частину в зону найбільшої лінійної швидкості, компенсуючи втрати. Гелікоїдний ротор використовують рідше інших вітряків, тому що вони внаслідок складності виготовлення виявляються дорогими.

Вітрогенератори багатолопатеві з напрямних апаратом є модифікацією ортогонального ротора. Вони мають два ряди лопатей, перший ряд є нерухомим, це напрямний апарат, призначенням якого є захоплення вітрового потоку, його стиснення зі збільшенням швидкості, і подача потоку вітру під



оптимальним кутом атаки на другий ряд лопатей, що представляють собою обертовий ротор. Перевагою цього типу ротора є його більш висока ефективність роботи в порівнянні з іншими вертикальними вітрогенераторами; робота при низьких швидкостях вітру. Недоліком цього ротора є його більш висока вартість за рахунок використання великої кількості профільованих лопатей.

Рисунок 6.4 – Багатолопатеви вертикальний вітрогенератор

Основний недолік для ранніх конструкцій вітрових турбін з вертикальною віссю (ротор Савоніуса, ротор Дар'є тощо) полягав у виникненні значних коливань моменту за один оберт, що призводило до підвищених вимог до опори, накопиченням втоми матеріалу лопатей, та проблем з початковим запуском турбіни. В більш пізніх проектах вплив нерівномірності крутного моменту був зменшений шляхом гвинтового повороту лопатей турбіни (турбіна Горлова тощо), а недоліки,

пов'язані з втомою матеріалу були подолані використанням сучасних композитних матеріалів і удосконалень в області техніки і дизайну.

Однією з істотних невирішених проблем сучасних конструкцій подібних турбін є розробка лопатей зі змінним кутом атаки — так, як це реалізовано для лопатевих турбін з горизонтальною віссю — з метою зменшення навантаження на турбіну при зростанні швидкості вітру.

Вітрові турбіни з вертикальною віссю з успіхом використовуються в місцевостях з частими змінами напрямків вітру (наприклад — в містах).

Вертикальні малопотужні вітрогенератори використовують, як і горизонтальні вітрогенератори, в місцях, де є перебої в забезпеченні електроенергією або відсутнє централізоване електропостачання за умов наявності достатнього вітрового потенціалу, якщо середньорічна швидкість вітру не менше 4 – 5 м/с. Вітрогенератори вертикально-осьові відрізняються меншим порівняно з горизонтальними генераторами рівнем шуму та починають працювати при менших початкових швидкостях вітру. Загальна середньорічна продуктивність вертикально-осьових вітряків орієнтовно така сама, як і у горизонтальних вітрогенераторів такої ж потужності.

Загальний коефіцієнт корисної дії вертикальних (20 – 30%) і горизонтальних (25 – 35%) вітрогенераторів приблизно однаковий. Не дивлячись на те, що у вітряків з горизонтальною віссю обертання ККД вище і швидкість зрушування нижче, вони практично компенсуються коефіцієнтом використання енергії вітру (КВЕВ), який трохи вище у вертикальних вітряків.

Деякі компанії використовують для виробництва вертикальних вітряків постійні (неодимові) магніти замість вальниць. Це дозволяє збільшити продуктивність системи до 15%. Тобто загальна продуктивність таких вітрових генераторів виростає всього на 3 – 5 % від загального сумарного ККД. Але на відміну від вітрових генераторів з вальницями ціна вертикальних вітрогенераторів з постійними магнітами (так звані левітаційні вітрогенератори) зростає.

За встановленою потужністю всі вітрогенератори поділяються на ВЕУ дуже малої потужності (до 5 кВт), малої потужності (від 5 кВт до 100 кВт), середньої потужності (від 100 до 1000 кВт) та великої потужності (понад 1000 кВт).

За наявності або відсутності редуктора (мультиплікатора) ВЕУ поділяються на редукторні та безредукторні. Редукторні вітрові електростанції – це, зазвичай, ВЕУ потужністю понад 50кВт. У ВЕУ без редуктора рівень шуму набагато менший, у зв'язку з чим багато компаній-виробників впроваджують у виробництво саме безредукторні ВЕУ.

Розрізняють вітроустановки автономні і вітроустановки мережевого призначення.

Автономна вітрогенераторна установка – оптимальне рішення для енергозабезпечення віддалених об'єктів від традиційної мережі. За умови повної відсутності електромережі є найбільш виправданим джерелом (в порівнянні з бензо- і дизель-генераторами), не вимагає постійного контролю та обслуговування. Знаходить широке застосування для енергозабезпечення приватних будинків, баз відпочинку, пансіонатів в гористій і степовій місцевості, індивідуальних споживачів (фермерів, садівників, дачників, мисливців, рибалок), а також навігаційних, метеорологічних та інших постів безперебійним живленням в польових умовах.

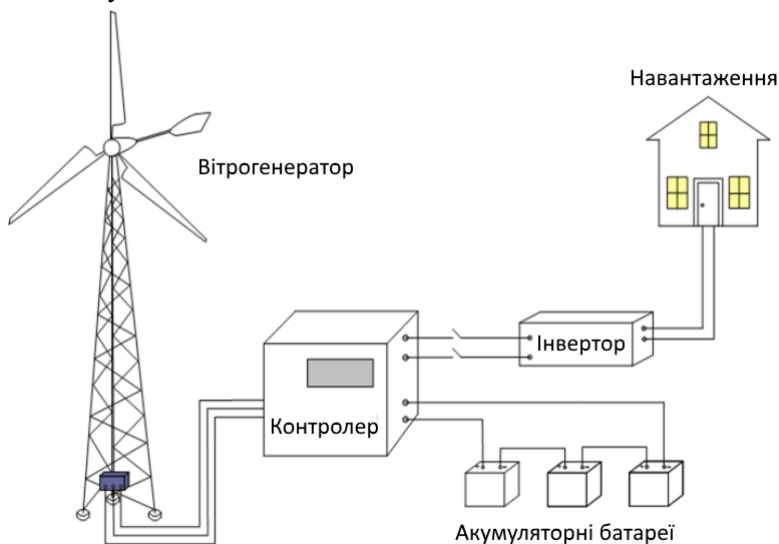


Рисунок 6.5 – Схема автономної ВЕУ

Вітрогенератор з накопиченням електроенергії в акумуляторах може працювати і паралельно з мережею (рис. 6.6). Паралельна робота здійснюється за допомогою пристрою АВР (автоматичне введення резерву). АВР дозволяє перемкнути живлення об'єкту за відсутності вітру і повному розряді акумуляторів на електромережу або навпаки, перемикає навантаження на акумуляторні батареї при втраті живлення електромережі. Пріоритет може встановлюватися в ручну в залежності від специфіки об'єкта.

Таке рішення знаходить широке застосування на об'єктах які підвладні частим вимиканням електромережі, або його якість не задовольняє споживачів. Система так само може бути встановлена для збільшення встановленої потужності і для економії електроенергії.

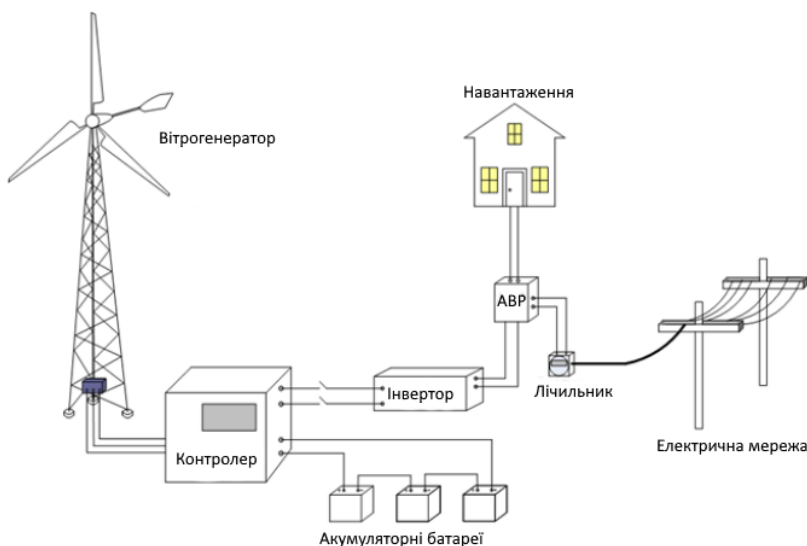


Рисунок 6.6 – Схема ВЕУ з приєднанням до мережі

Мережева станція – призначена для паралельної роботи з промислової мережею 220 або 380 В / 50 Гц. В умовах надлишку електроенергії, що виробляється мережевий інвертор дозволяє віддавати її в мережу, а в разі відсутності вітру використовувати енергію електромережі. Перемикання режимів здійснюється в автоматичному режимі. Контроль вироблення і споживання враховується спеціальними вузлами обліку.

Мережеві вітроелектростанції (ВЕС), які налічують кілька десятків або сотень великих вітроустановок, споруджуються для того, щоб генеровану енергію передавати в загальну мережу з використанням спеціальних "зелених" тарифів. Зазвичай, мережеві установки мають потужність понад 100 кВт, а автономні ВЕС - менше 100 кВт.

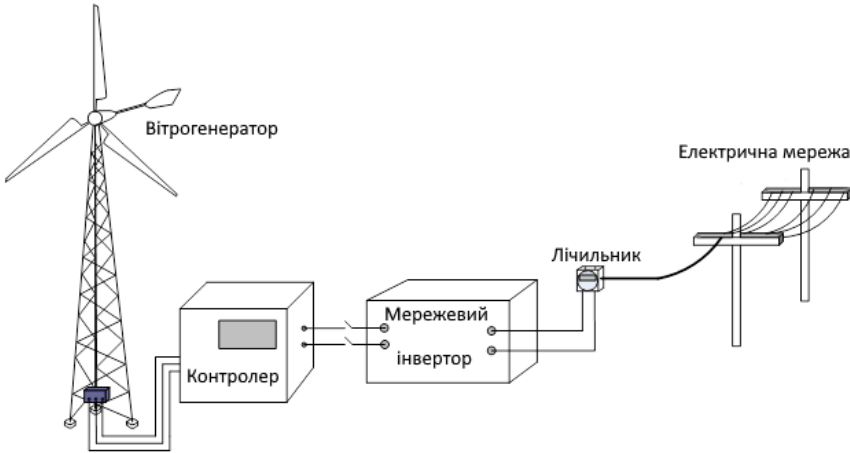


Рисунок 6.7 – Мережева ВЕС

До складу вітроелектростанції в загальному випадку повинні входити: трансформаторна підстанція, розподільний пристрій, засоби керування та контролю, лінії електропередавання, компенсуючі пристрої й комплект електрообладнання для електропостачання пункту керування.

Особливості ВЕС в порівнянні з традиційними електростанціями (тепловими, атомними, потужними гідроелектростанціями) полягають у наступному:

- порівняно мала (у порівнянні з традиційними в десятки разів) встановлена електрична потужність як ВЕС, так і кожної ВЕУ;
- велика кількість ВЕУ, розміщених досить далеко одна від одної (для виключення взаємного аеродинамічного впливу), на великих територіях, під відкритим небом;
- розташування основного електромеханічного устаткування ВЕУ на висоті, на опорі (башті);

- розкид деталей на значні відстані при аварійному руйнуванні вітротурбіни (лопатей) ВЕУ;
- випадковий характер первинного потоку енергії (вітру) і складність сталого прогнозування та забезпечення виробництва електроенергії;
- залежність роботи ВЕС від значення і коливань швидкості вітру, що вимагає прийняття спеціальних рішень у питаннях організації експлуатації обладнання;
- різка зміна вироблюваної потужності ВЕУ при різкому коливанні швидкості вітру, що приводить до спрацьовування релейного захисту на ділянках енергосистеми.

При розробці схем електричних з'єднань ВЕС, які називають в зарубіжній літературі «вітропарками», насамперед виникає питання про доцільність з'єднання ВЕУ в групи. Відомо, що в енергетиці широко використовується так званий блочний (модульний) принцип побудови головних схем електростанцій, коли три або декілька генераторів з'єднуються з трансформатором і утворюють енергоблок.

З цієї точки зору можлива потужність майбутніх ВЕС: 10...100...200 МВт, знаходиться в зоні відповідності зазначеного вище принципу і ВЕС може бути представлена одним енергоблоком.

Звідси впливає принцип для проектування схеми ВЕС: видача потужності в енергосистему (загальну мережу) може бути здійснена для зазначених вище потужностей ВЕС, через один мережевий трансформатор і через одну лінію зв'язку з системою. Так, якщо напруга розподільної мережі енергосистеми поблизу ВЕС становить 110 кВ, то мережевий трансформатор ВЕС повинен мати напругу 110/10 кВ, або 110/6 кВ, в залежності від напруги підвищувальних трансформаторів, встановлених безпосередньо на ВЕУ.

Сучасні ВЕС комплектуються вітроустановками одиначної потужності 750; 1000; 1500; 2000 кВт і більше. З цього випливає, що кожна ВЕС – це десяток, або кілька десятків електрично пов'язаних вітроустановок, віддалених одна від одної на 300 – 500 метрів. Виходячи з рози вітрів в діапазоні робочих швидкостей вітру (від швидкості вітру вмикання до швидкості вимикання) при визначенні місця розміщення ВЕУ на майданчику ВЕС рекомендується при явно вираженому переважному напрямі вітру розташовувати ВЕУ рядами перпендикулярно переважному напрямку вітру, відстані між ВЕУ в

рядах приймати не менше трьох діаметрів ротора ВЕУ, відстані між рядами ВЕУ приймати не менше восьми діаметрів ротора ВЕУ.

У разі (випадку) розташування ВЕС у степовій зоні, де роза вітрів більш рівномірна, може бути застосована радіальна схема з головною підвищувальною підстанцією в геометричному центрі парку (при цьому з'єднання з прилеглою електричною мережею зазвичай виконується комбінованою кабельно-повітряною лінією електропередачі, оскільки на території ВЕС повітряні ЛЕП, як правило, не застосовуються).

При рівномірній розі вітрів дистанції між окремими установками у всіх напрямках повинні бути однаковими. Їх величина повинна складати не менше 6 – 9 а за деякими джерелами – 20 діаметрів вітротурбін. Дана вимога викликана тим, що при робочих швидкостях вітру для сучасних ВЕУ (найчастіше від 10 до 25 м/с) турбулентний слід від вітроколеса простягається за напрямком вітру саме на таку відстань а попадання вітроколеса в турбулентний повітряний потік різко знижує аеродинамічний ККД вітроенергетичної установки.

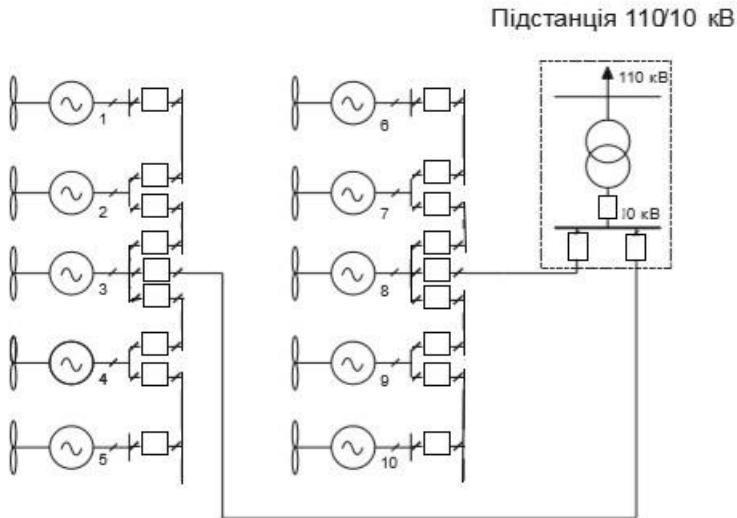


Рисунок 6.8 – Схема з'єднань ВЕС з розташуванням ПС у центрі майданчику ВЕС

Залежно від одиничної потужності і взаємного територіального розташування ВЕУ з'єднуються в групи, а кількість груп в свою чергу визначається одиничною потужністю ВЕУ і загальною потужністю ВЕС. При цьому істотний вплив на формування груп ВЕУ чинить взаємне розташування місця під'єднання ВЕС до енергосистеми (підстанції 110/0 кВ).

На рис. 6.8 та 6.9 показані варіанти принципів схем електричних з'єднань при різному взаємному розташуванні площі ВЕС та підстанції зв'язку з енергосистемою для випадку потужності ВЕС 10 МВт, укомплектованої ВЕУ єдиної потужності 1 МВт і розташування підстанції по центру або збоку (поза) площадки ВЕС. Зі схеми рис. 6.8 видно, що у кожного наступного кабелю від ВЕУ №2 (7) та № 4 (9) перетин подвоюється і від ВЕУ № 3 та № 8 перетин кабелю до трансформаторної підстанції розраховується на максимальну потужність 5 МВт.

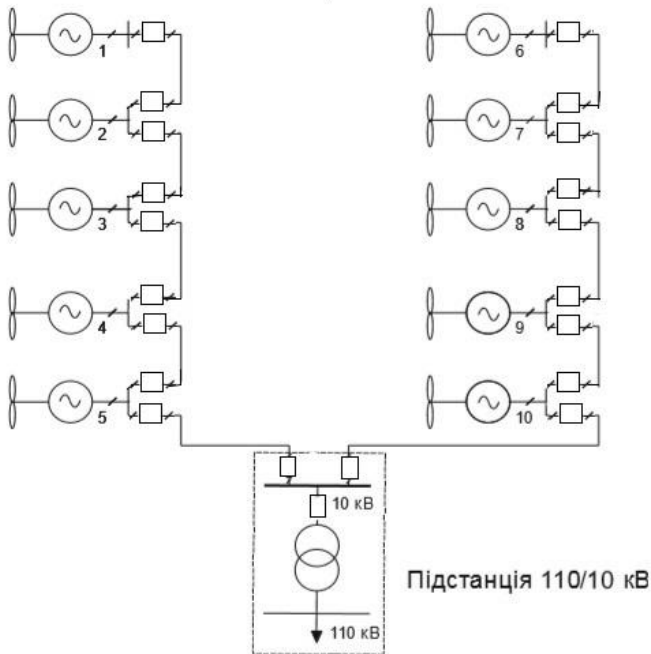


Рисунок 6.9 – Схема з'єднань ВЕС з розташуванням ПС поза майданчиком ВЕС

У варіанті схеми представленої на рис. 6.9, вихідні кабелі розраховуються також на потужність 5 МВт. Проте в цьому варіанті перетин кабелів, що з'єднує ВЕУ в групі, наростають відповідно до потужності, що передається і на ділянці від ВЕУ № 4 (9) до № 5 (10) повинен бути розрахований на 4 МВт.

Однією з основних тенденцій розвитку світової вітроенергетики є будівництво великих офшорних вітропарків на континентальних шельфах. Кількість ВЕУ в таких ВЕС коливається від 8 – 10 до 80 одиниць, при цьому установки вибудовують поблизу узбережжя у 2 – 4 ряди і з'єднуються між собою та з головною підвищувальною підстанцією підводними кабелями.

Потужність генерації ВЕС може змінюватись за вітрових умов в дуже широкому діапазоні, зменшуючись майже до нуля в окремі години доби. У порівнянні до потоку відмов ліній електропередавання на напругах від 110 кВ до 330 кВ (від 1,1 до 0,5 відмови на 100 км ліній на рік) потік вітрових умов з «нульовою» генерацією ВЕС вищий

на один чи два порядки. Тому основною схемою приєднання ВЕС до електричної мережі є схема з однією лінією видачі потужності. Це суттєво спрощує принципові схеми ПС, обмежуючи їх різновидами блокових схем. У разі приєднання ВЕС до транзитної лінії схема ПС має виконуватись у вигляді містка з вимикачами з боку трансформаторів. Це дозволяє уникнути впливу оперативних дій, що можуть виконуватись на ВЕС, на надійність здійснення транзиту. Дозволено блокові схеми застосовувати в РУ ВН від 35 кВ до 330кВ ПС ВЕС.

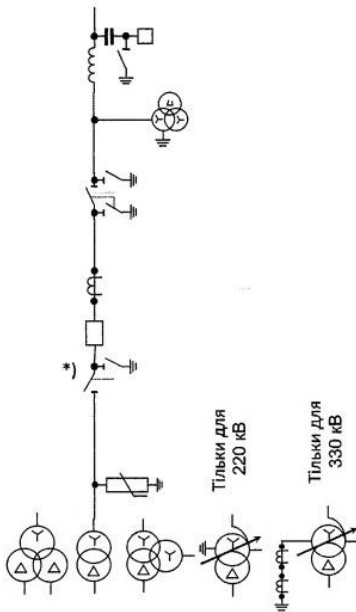
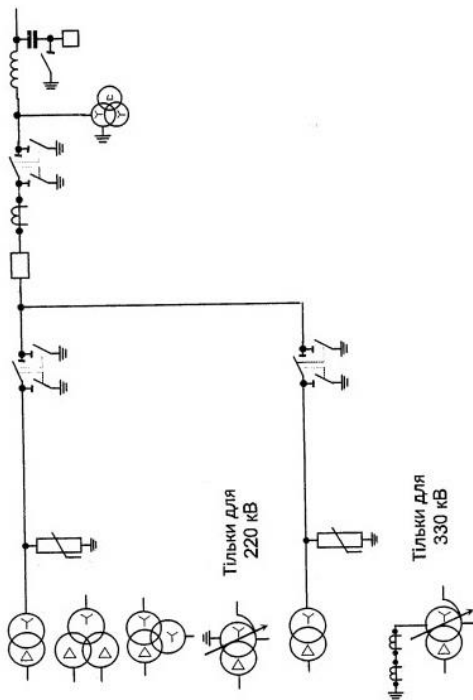


Рисунок 6.10 – Схема блок лінія-трансформатор (* - цей роз'єднувач встановлюється лише якщо є живлення з боку СН)

Схему блок лінія-трансформатор (рис.6.10) застосовують у РУ напругою від 35 кВ до 330 кВ ПС ВЕС з одним силовим трансформатором потужністю до 125 МВА з приєднанням РП лінією електропередавання (що не має відгалужень) до вузлової ПС електричної мережі.

Дозволено застосовувати схему без комутаційного устаткування або тільки з роз'єднувачем. У цьому разі для захисту лінії електропередавання та устаткування РП напругою 330 кВ на ПС із трансформаторами будь-якої потужності та РП напругою від 110 кВ до 220 кВ на ПС із силовими трансформаторами потужністю 63 МВА і більше потрібно передбачати надійне передавання сигналу для вимикання вимикача в голові лінії електропередавання.

Для захисту устаткування РП напругою від 35 кВ до 220 кВ і



силових трансформаторів потужністю менше ніж 63 МВА дозволено використовувати релейний захист з боку живильного кінця лінії електропередавання, якщо захист електропередавання має достатню чутливість до КЗ у обмотках силового трансформатора. В іншому випадку потрібно також передбачати надійне передавання сигналу для вимикання вимикача в голові лінії електропередавання.

Рисунок 6.11 – Схема блок лінія – два трансформатори

Схему блок лінія – два трансформатори (рис.6.11) застосовують у РП напругою від 35 кВ до 330 кВ ПС ВЕС з двома силовими трансформаторами одиничною потужністю до 125 МВА з приєднанням РП лінією електропередавання (що не має відгалужень) до вузлової ПС електричної мережі.

Така схема на початковому етапі розвитку може мати конфігурацію схеми блок лінія-трансформатор.

Схему блок лінія – чотири трансформатори (рис. 6.12) застосовують у РП напругою від 110 кВ до 330 кВ ПС ВЕС з чотирма силовими трансформаторами одиничною потужністю до 125 МВА з приєднанням лінією електропередавання (що не має відгалужень) до вузлової ПС електричної мережі.

Схему місток з вимикачами в колах трансформаторів і ремонтною перекладкою з боку ліній електропередавання (рис.6.13) застосовують у РП ВН від 110 кВ до 330 кВ ПС ВЕС з двома силовими трансформаторами одиничною потужністю до 125 МВА у разі приєднання ПС у розтин транзитної лінії електропередавання.

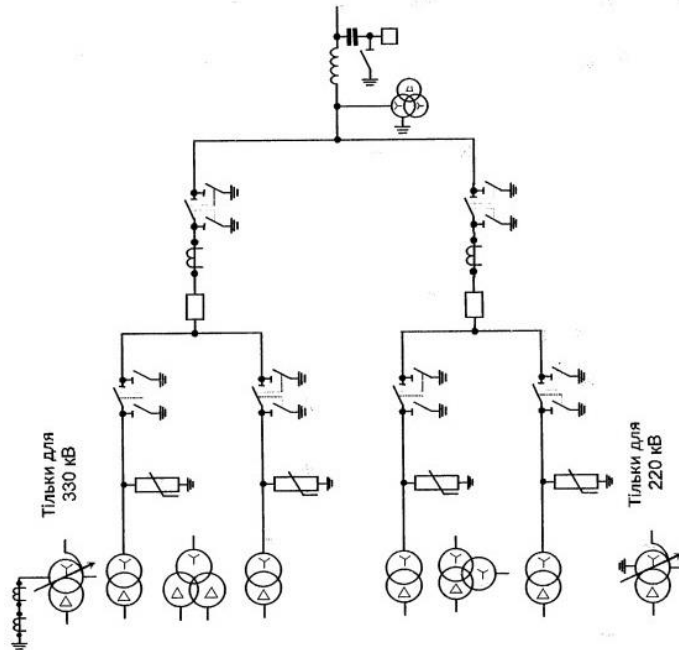


Рисунок 6.12 – Схема блок лінія – чотири трансформатори

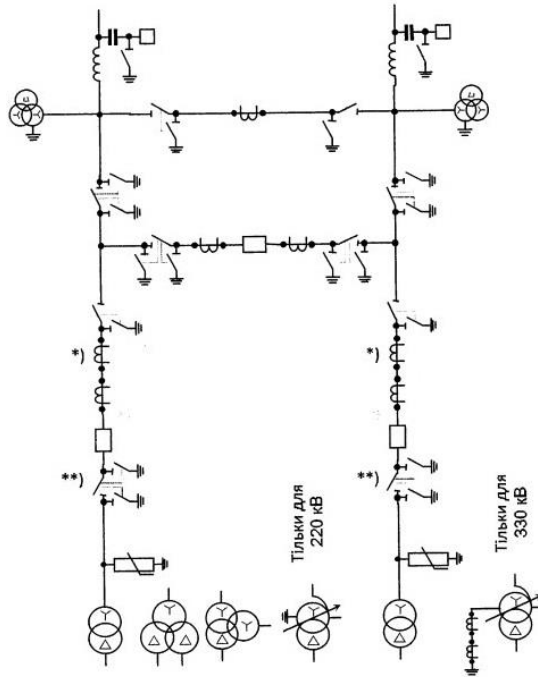


Рисунок 6.13 – Схема місток з вимикачами в колах трансформаторів і ремонтною перекладкою з боку ліній електропередавання (* - трансформатор струму встановлюється за відповідного обґрунтування, ** - роз'єднувач встановлюється лише якщо є живлення з боку СН)

Завдання на підготовку до лабораторної роботи

При підготовці до лабораторної роботи необхідно: ознайомитися з конструкціями ВЕУ з горизонтальною віссю обертання та з вертикальною віссю обертання [1, стор.132-159]; ознайомитися із принципом дії вітроагрегатів [1, стор.83-108]; розглянути схеми приєднання ВЕС до мережі; підготувати відповіді на контрольні запитання.

Контрольні запитання

1. Як класифікують вітрогенератори за розташуванням осі ротора?
2. Які переваги та вади мають сучасні вітрові електрогенератори з горизонтальною віссю обертання?
3. Які переваги та вади мають сучасні вітрові електрогенератори з вертикальною віссю обертання?
4. Як класифікують вітрогенератори за кількістю лопатей? Які переваги та вади вони мають?
5. Як класифікують вітрогенератори за встановленою потужністю?
6. Поясніть конструкцію промислової вітрової установки.
7. Які переваги та вади мають вітротурбіни побудовані на базі ротора Савоніуса?
8. Які переваги та вади мають вітротурбіни побудовані на базі ротора Дарье?
9. Які переваги та вади мають вітротурбіни побудовані на базі гелікоїдного ротора?
10. Які переваги та вади мають багатолопатеві вертикальні вітрогенератори?
11. Поясніть схему автономної ВЕУ.
12. Поясніть схему ВЕУ з приєднанням до мережі.
13. Поясніть схему мережевої ВЕУ.
14. Що входить до складу ВЕС?
15. Які особливості має ВЕС у порівнянні з традиційними електростанціями?
16. Якою є основна схема приєднання ВЕС до електричної мережі?
17. Які схеми використовують для РП ВН ВЕС?

Порядок виконання роботи

При виконанні лабораторної роботи необхідно за наочними посібниками та плакатами, використовуючи рекомендовану літературу вивчити конструкцію вітроагрегатів різних типів; ознайомитися з основними характеристиками ВЕУ; проаналізувати схеми приєднання ВЕС до електричної мережі.

Зміст звіту

1. Тема та мета роботи.
2. Ескізи вітроустановок різних типів.
3. Електричні схеми ВЕС.
4. Висновки.

Література

1. Основи вітроенергетики: підручник / Г. Півняк, Ф. Шкрабець, Н. Нойбергер, Д. Ципленков ; М-во освіти і науки України, Нац. гірн. ун-т. – Д.: НГУ, 2015. – 335 с.
2. Кудря С.О., Головка В.М. Основи конструювання енергоустановок з відновлюваними джерелами енергії: навч. посіб. – Київ: “НТУУ «КПІ», 2011. – 136с.
3. Правила улаштування електроустановок. – К.: Міненерговугілля України, 2017. – 617 с.
4. СОУ-НЕС 20.178:2008 Настанова «Схеми принципові електричні розподільчих установок напругою від 6 кВ до 750 кВ електричних підстанцій»
5. Шкрабець Ф.П. Комбінована мобільна система основного і резервного живлення електроспоживачів малої та середньої потужності / Ф.П. Шкрабець, В.В.Бердник // Електротехніка та електроенергетика. - 2018. - № 2. - С. 45-54.