

Міністерство освіти і науки України
Харківський національний університет імені В. Н. Каразіна
Навчально-науковий інститут «Українська інженерно-педагогічна академія»
Кафедра електротехніки і електроенергетики

КВАЛІФІКАЦІЙНА РОБОТА

магістра

на тему

РОЗВИТОК ГЕНЕРУЮЧИХ ПОТУЖНОСТЕЙ ШЛЯХОМ ОПТИМІЗАЦІЇ РЕЖИМІВ РОБОТИ ВІДНОВЛЮВАНИХ ДЖЕРЕЛ ЕНЕРГІЇ

(тема кваліфікаційної роботи)

Виконав: студент 2 маг. курсу, групи ДЕА-Е23мг-1
Спеціальності: 141 Електроенергетика,
електротехніка та електромеханіка

_____/Іван ПІДПРИГОРА
(підпис) (ім'я та прізвище)

Керівник _____/Юлія ОЛІЙНИК
(підпис) (ім'я та прізвище)

Рецензент _____/Руслан БАГАЧ
(підпис) (ім'я та прізвище)

«До захисту допущено»

Завідувач кафедри _____/Артем ЧЕРНЮК
(підпис) (ім'я та прізвище)

Нормоконтроль _____/Юлія ОЛІЙНИК
(підпис) (ім'я та прізвище)

Секретар ЕК _____/Ігор КИРИСОВ
(підпис) (ім'я та прізвище)

Харків – 2024 рік

МІНІСТЕРСТВО ОСВІТИ І НАУКИ УКРАЇНИ
ХАРКІВСЬКИЙ НАЦІОНАЛЬНИЙ УНІВЕРСИТЕТ
ІМЕНІ В. Н. КАРАЗІНА

Навчально – науковий інститут Українська інженерно-педагогічна академія
Кафедра електротехніки і електроенергетики
Спеціальність 141 Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка
Освітньо-професійна програма Електричні станції, мережі та системи

ЗАТВЕРДЖУЮ
Завідувач кафедри

(підпис)

К.Т.Н., доцент Артем ЧЕРНЮК

(науковий ступінь, вчене звання, ім'я, прізвище)

« ____ » _____ 2024 р.

ЗАВДАННЯ

на кваліфікаційну роботу дипломну роботу
другого (магістерського) рівня вищої освіти

здобувачу вищої освіти Івану ПІДПРИГОРІ

1. Тема «Розвиток генеруючих потужностей шляхом оптимізації режимів роботи відновлюваних джерел енергії» затверджена наказом по університету № 4801-5/3345 від «12» жовтня 2024 р.
2. Термін здачі закінченої роботи «10» грудня 2024 р.
3. Вихідні дані до роботи/проєкту: Типи відновлюваних джерел енергії; потужність та ефективність кожного типу обладнання; графіки виробництва електроенергії від різних відновлюваних джерел.
4. Зміст роботи/проєкту (перелік питань, які належить розробити):
ВСТУП; РОЗДІЛ 1. СОНЯЧНІ ЕЛЕКТРОСТАНЦІЇ: ОСНОВНІ АСПЕКТИ ТА ВИКЛИКИ; РОЗДІЛ 2. СУЧАСНІ ПІДХОДИ ДО ПРОГНОЗУВАННЯ ЕФЕКТИВНОСТІ ФОТОЕЛЕКТРИЧНИХ СИСТЕМ; РОЗДІЛ 3. ОПТИМІЗАЦІЯ РЕЗЕРВІВ ПОТУЖНОСТІ ДЛЯ СОНЯЧНИХ ЕЛЕКТРОСТАНЦІЙ; ВИСНОВКИ
5. Перелік графічного матеріалу (презентаційний матеріал):
Слайди презентації

6. Консультант:

Розділ	Консультант	Підпис, дата		Оцінка (бали)
		Завдання видав	Завдання прийняв	

7. Дата видачі завдання «12» жовтня 2024 р.

Керівник

(підпис)

Юлія ОЛІЙНИК

(ім'я, прізвище)

Завдання прийняв до виконання

(підпис)

Іван ПІДПРИГОРА

(ім'я, прізвище)

КАЛЕНДАРНИЙ ПЛАН-ГРАФІК
виконання кваліфікаційної дипломної роботи

№ з/п	Назва етапів роботи та питань, які мають бути розроблені відповідно до завдання	Термін виконання	Позначки керівника про виконання завдань
1	Визначення актуальності теми дослідження	12.10.24 – 15.10.24	
2	Проведення аналізу наукової літератури	16.10.24 – 23.10.24	
3	Виконання першого розділу дипломної роботи	24.10.24 – 01.11.24	
4	Виконання другого та третього розділу дипломної роботи	02.11.24 – 26.11.24	
5	Оформлення пояснювальної записки	27.11.24 – 07.12.24	

Студент (ка)

(підпис)

Іван ПІДПРИГОРА

(ім'я, прізвище)

Нормоконтроль

(підпис)

Юлія ОЛІЙНИК

(ім'я, прізвище)

ЗМІСТ

ПЕРЕЛІК УМОВНИХ СКОРОЧЕНЬ

ВСТУП

РОЗДІЛ 1. СОНЯЧНІ ЕЛЕКТРОСТАНЦІЇ: ОСНОВНІ АСПЕКТИ ТА ВИКЛИКИ

1.1. Актуальність використання ВДЕ

1.2. Використанням сонячних батарей в сонячних електростанціях

ВИСНОВКИ ДО РОЗДІЛУ 1

РОЗДІЛ 2. СУЧАСНІ ПІДХОДИ ДО ПРОГНОЗУВАННЯ ЕФЕКТИВНОСТІ ФОТОЕЛЕКТРИЧНИХ СИСТЕМ

2.1. Оцінка систем прогнозування енергетичної продуктивності фотоелектричних систем

2.2. Оцінка інтенсивності сонячного випромінювання

2.3. Сонячне випромінювання біля Землі

2.4. Планування розвитку енергетичних потужностей: сучасні наукові підходи

2.5. Параметри встановленої потужності для підключення генерації ВДЕ

2.6. Пропускна спроможність та підключення ВДЕ: технічні аспекти

2.6.1. Підключення об'єктів генерації на базі ВДЕ: вплив на втрати потужності в мережі

2.6.2. Узагальнення технічних вимог до підключення ВДЕ: досвід різних країн

2.7. Оцінка та використання потенціалу ВДЕ

ВИСНОВКИ ДО РОЗДІЛУ 2

РОЗДІЛ 3. ОПТИМІЗАЦІЯ РЕЗЕРВІВ ПОТУЖНОСТІ ДЛЯ СОНЯЧНИХ ЕЛЕКТРОСТАНЦІЙ

3.1. Оптимізація архітектури сонячних електростанцій

3.2. Фотоелектричні станції та резерви потужності: аналіз
взаємодії

ВИСНОВКИ ДО РОЗДІЛУ 3

ВИСНОВКИ Й РЕКОМЕНДАЦІЇ

СПИСОК ПОСИЛАНЬ

ВСТУП

Відновлювальні джерела енергії займають важливе місце в електропостачанні споживачів та суттєво допомагають заощадити паливно-енергетичні ресурси, дефіцит яких стає дедалі більше. Відновлювальні джерела енергії мають ряд вагомих переваг, до яких, в першу чергу можна віднести відсутність забруднення навколишнього середовища в процесі роботи, безкоштовне «паливо» - сонячна радіація, досить високий ККД, простота конструкцій.

Отже, у сучасному світі електроенергетичні системи характеризуються зростаючою часткою відновлюваних джерел енергії. Це обумовлено тим, що здійснюється постійне стимулювання їхнього використання. У більшості розвинених країн реалізують механізми державної підтримки розвитку відновлюваних джерел енергії, що включають фіксовані тарифи, що визначають ціну за кіловат-годину виробленої електроенергії, цінові надбавки, зелені сертифікати та інші механізми.

Найбільшого поширення набув механізм конкурсних відборів на право укладання договору поставки потужності для оптового ринку, в рамках якого власники об'єктів, що функціонують на основі поновлюваних джерел енергії, одержують щомісячну гарантовану плату за потужність.

В ЕЕС із значною часткою відновлюваних джерел енергії завдання ефективного розміщення генеруючих об'єктів має також низку додаткових особливостей, а саме пов'язана із завданнями розміщення генерації та планування режимів її роботи, які у свою чергу визначаються правилами технологічного функціонування ЕЕС та базуються на формуванні довгострокових та короткострокових балансів потужності та електроенергії. У середньому встановлена потужність, наприклад, фотоелектричних станцій становить близько 15-20 МВт, що можна порівняти з втратами потужності у масштабах великих ЕЕС.

Завдання розміщення генеруючих об'єктів в ЕЕС зі значною часткою ВДЕ, має безпосередній зв'язок із завданням прогнозування генерації електричної

енергії, оскільки відсутність достовірних прогнозів відновлюваних джерел енергії тягне за собою необхідність постійної підтримки повноцінного резерву активної потужності в енергосистемі (в обсязі потужності відновлюваних джерел енергії), що фактично означає необхідність додаткового включення теплової генерації та її роботи в неекономічних режимах та/або резервування пропускної спроможності електричних мереж, що в свою чергу створює проблему формування надлишкових потужностей не лише на рівні регіонів, але й на рівні споживачів.

Все це ще раз доводить високий рівень актуальності використання відновлювальних джерел енергії взагалі та застосування сонячних електростанцій.

Мета роботи – аналіз розвитку генеруючих потужностей шляхом планування режимів роботи відновлювальних джерел живлення.

Об'єкт дослідження – об'єднана електроенергетична система з сонячними електростанціями на базі фотоелектричних перетворювачів.

Предмет дослідження – режими роботи фотоелектричних станцій в електроенергетичній системі.

Завдання роботи:

- Проаналізувати використання сонячних електростанцій як одного з різновидів відновлювальних джерел живлення;
- Проаналізувати моделі прогнозування роботи фотоелектричних електростанцій;
- Проаналізувати використання резервів потужності при роботі сонячних електростанцій.

ПЕРЕЛІК УМОВНИХ СКОРОЧЕНЬ

ЕЕС – електроенергетична система
ФЕС – фотоелектрична станція
РГ – розподілена генерація
ЩПСВ - щільність потоку сонячного випромінювання
ВДЕ - відновлювані джерела енергії
ЦЕГ - центр електричної генерації
ЛЕП – лінія електропередачі
ГПП – головна понижувальна підстанція
ТП- трансформаторна підстанція
ЦЕН – центр електричних навантажень
СЕС- сонячна електростанція
ФЕ - фотоелементи
СБ - сонячні батареї
ВЕС – вітрова електростанція
АЕС – атомна електростанція
ТЕС- теплова електростанція
ТДСН - тривало допустиме струмове навантаження
ІАЕА - міжнародне агентство з атомної енергії
ІРМ - Integrated Planning Model
ГЕС – гідроелектростанцій
ККД – коефіцієнт корисної дії
ЦЕГ - центр електричної генерації
ГПП - головна понижувальна підстанція
АРЧМ - автоматичний регулятор частоти і потужності

РОЗДІЛ 1. СОНЯЧНІ ЕЛЕКТРОСТАНЦІЇ: ОСНОВНІ АСПЕКТИ ТА ВИКЛИКИ

1.1. Актуальність використання ВДЕ

Сьогодні перехід від традиційних джерел енергії до альтернативних стає не лише актуальним, а й необхідним напрямом для забезпечення сталого розвитку та енергетичної безпеки. Обмеженість запасів невідновлюваних ресурсів, таких як вугілля, нафта та природний газ, а також екологічні наслідки їх використання стимулюють пошук нових рішень. Масове впровадження альтернативних джерел енергії може стати ключовим у подоланні енергетичних викликів сучасності та збереженні навколишнього середовища.

Енергетичні ресурси поділяються на дві великі групи: невідновлювані та відновлювані джерела енергії.

Невідновлювані джерела включають в себе вуглеводневі енергоресурси — вугілля, нафту, природний газ — а також ядерне паливо, яке добувають із уранових руд. Ці види ресурсів утворювалися мільйони років, і вони не можуть бути відновлені протягом людського життя, що робить їх вичерпними. Інтенсивне використання невідновлюваних джерел не лише призводить до зниження їх запасів, але й спричиняє значне забруднення довкілля, викиди парникових газів та інші екологічні проблеми. Тому важливо поступово замінювати ці джерела альтернативними, екологічно чистими енергетичними ресурсами.

Відновлювані джерела енергії (ВДЕ) мають здатність до природного відновлення у відносно короткі часові проміжки, що дозволяє їх використовувати на постійній основі. Основними видами відновлюваної енергії є:

Використання енергії сонячного випромінювання дозволяє отримувати електроенергію та тепло за допомогою сонячних панелей та сонячних колекторів. Сонячна енергетика є найбільш поширеним видом відновлюваної енергії і має великий потенціал для застосування у різних кліматичних умовах.

Вітрові електростанції генерують електроенергію за рахунок кінетичної енергії вітру, яка перетворюється на механічну, а потім на електричну. Цей вид енергії також є екологічно чистим, хоча залежить від географічних умов та вимагає великих площ для розміщення турбін.

Гідроенергетика - використання енергії водних ресурсів (річок, водосховищ) є одним з найстаріших способів отримання електроенергії. Гідроелектростанції використовують потоки води для обертання турбін, що дозволяє генерувати великі обсяги енергії з мінімальним впливом на довкілля. Також існують варіанти використання енергії стічних вод та малих річок, що дозволяє збільшити доступність гідроенергетики у різних регіонах.

Енергія припливів і хвиль - цей вид енергії базується на використанні природних процесів у водних об'єктах, таких як морські та океанічні хвилі або припливи. Спеціальні установки можуть перетворювати кінетичну енергію води на електричну, проте технології такого типу досі перебувають на стадії розвитку та вдосконалення.

Геотермальна енергія - цей вид енергії використовує тепло надр Землі, зокрема гарячі підземні джерела та геотермальні резервуари. Геотермальна енергетика має великий потенціал для країн, що мають природні джерела підземного тепла, і дозволяє забезпечити стабільне постачання тепла і електроенергії без залежності від погодних умов.

Низькопотенційна теплова енергія - ця енергія отримується із землі, повітря або води за допомогою теплових насосів. Використання такої енергії є надзвичайно ефективним для опалення і охолодження будівель та дозволяє значно скоротити споживання традиційного палива.

До біомаси відносяться різні органічні матеріали, як-от спеціально вирощені рослини, дерева, а також сільськогосподарські та побутові відходи. Біогаз утворюється в результаті розкладу органічних відходів, зокрема на звалищах, а також у процесі ферментації сільськогосподарських відходів. Енергія, що виробляється з біомаси та біогазу, може стати значною частиною енергетичного балансу в регіонах, багатих на органічні ресурси.

Використання відновлюваних джерел енергії має низку суттєвих переваг. Насамперед, це сприяє енергетичній незалежності країни, оскільки такі джерела не потребують імпортованого палива і дозволяють стабілізувати ціни на енергоносії. ВДЕ є екологічно чистими, оскільки вони не спричиняють значних викидів шкідливих речовин і не створюють небезпечних відходів, що сприяє збереженню навколишнього середовища. Окрім того, технології у сфері відновлюваної енергетики активно розвиваються, інтегруючи досягнення в галузях аеродинаміки, електроніки, матеріалознавства, що створює нові робочі місця та сприяє зростанню економіки.

Однак перехід на відновлювані джерела енергії супроводжується певними труднощами. Зокрема, сонячна та вітрова енергія залежить від природних умов і може бути нестабільною, що потребує створення систем накопичення енергії. Вітрові турбіни та сонячні панелі займають великі площі, що може створювати проблеми для територій з обмеженим простором або обмеженими інфраструктурними можливостями. Біоенергетика також потребує додаткових земель для вирощування енергетичних культур, що може конкурувати з виробництвом продовольства. Енергетичні установки, які використовують хвилі, припливи чи геотермальну енергію, є дорогими у впровадженні та технічному обслуговуванні, а також можуть негативно впливати на екосистеми.

Перехід на відновлювані джерела енергії є важливим кроком до збереження природних ресурсів та підвищення енергетичної ефективності. ВДЕ можна розглядати як перспективне рішення для майбутнього, яке здатне знизити вплив на довкілля, підвищити стабільність енергопостачання та сприяти розвитку інноваційних технологій. Упровадження ВДЕ дозволить забезпечити енергетичну безпеку, зберегти ресурси для наступних поколінь та зробити енергетику екологічно чистішою.

Недоліки ВДЕ

Використання відновлюваних джерел енергії на сьогоднішній день стикається з певними труднощами. По-перше, розвиток вітрової та сонячної енергетики обмежується непостійністю джерел енергії. Вітер і сонце не завжди

присутні в достатній мірі для забезпечення стабільної енергетичної генерації, що створює проблему з надійністю і передбачуваністю постачання електроенергії.

Крім того, великі вітряні турбіни та фотоелектричні системи вимагають значних земельних ресурсів. Хоча в нашій країні є достатньо вільних земельних площ, їхня віддаленість від існуючої енергетичної інфраструктури створює додаткові труднощі з підключенням до електричних мереж. Це потребує значних інвестицій в будівництво нових ліній електропередач і підстанцій, що може бути економічно не вигідним.

Біоенергетика також має свої проблеми. Вирощування енергетичних культур потребує землі, що може вступати в конкуренцію з виробництвом харчових продуктів. До того ж, процес спалювання біомаси супроводжується викидами шкідливих речовин, таких як сажа, зола, оксид вуглецю (CO) та двоокис вуглецю (CO₂). Сезонний характер росту деяких енергетичних культур також створює додаткові виклики для стабільного постачання біопалива.

Приливна та хвильова енергетика ще більше ускладнена. Географічна прив'язка до берегової лінії та віддаленість від основних електричних мереж додають складнощів у їх реалізації. До того ж, такі установки мають високі витрати на технічне обслуговування і швидко зношуються через агресивний вплив морської води. Негативні екологічні наслідки, такі як ерозія узбережжя та поверхневі скиди, також є значним бар'єром для їх впровадження.

Окрім технічних і екологічних викликів, існують проблеми правової та економічної підтримки відновлюваної енергетики. Недосконалість нормативно-правової бази, відсутність чітких принципів формування розрахункової ціни на енергію чи потужності, а також недостатня підтримка технологічного приєднання і розміщення об'єктів відновлюваної енергетики створюють додаткові труднощі для її розвитку.

Всі ці фактори підкреслюють важливість комплексного підходу до розвитку відновлюваних джерел енергії, врахування як технічних, так і екологічних та економічних аспектів, а також необхідність удосконалення нормативно-правової бази та інфраструктурної підтримки.

Енергетична ефективність відновлюваних джерел енергії (ВДЕ) є важливою глобальною перевагою перед традиційними паливними джерелами. Ця перевага оцінюється через коефіцієнт енергетичної ефективності, який визначається як відношення енергії, виробленої електричною установкою протягом її терміну служби, до енергії, витраченої на створення і функціонування цієї установки. Це включає врахування енергії, витраченої на виготовлення обладнання, матеріали, транспортні та будівельно-монтажні роботи, а також енергії палива, витраченої на його транспортування.

Для електростанції, що працює на органічному паливі, такий коефіцієнт завжди буде менший за коефіцієнт корисної дії, оскільки витрати енергії на видобуток, переробку та транспортування палива є значними. У випадку електростанцій, які використовують відновлювані джерела енергії, невичерпність ресурсу дозволяє не враховувати енерговитрати на функціонування установки, що означає, що коефіцієнт енергетичної ефективності таких установок може бути більшим за одиницю. Дослідження показують, що електростанції на базі ВДЕ протягом терміну служби виробляють в п'ять-десять разів більше енергії, ніж було витрачено на їхнє виробництво, будівельно-монтажні та транспортні роботи.

Таким чином, поступовий перехід на відновлювану енергетику означає перехід на новий, вищий рівень енергетичної ефективності. Відновлювані джерела енергії слід розглядати як перспективне джерело енергії майбутнього. Невідновлювані джерела мають властивість закінчуватися, тому ми повинні подбати про збереження власних енергоресурсів для майбутніх поколінь, замінюючи їх на відновлювані джерела.

Перехід на ВДЕ дозволить:

- Забезпечити енергетичну безпеку країни: використання місцевих відновлюваних ресурсів зменшує залежність від імпорту енергоносіїв і підвищує стабільність енергопостачання.

➤ Збереження навколишнього середовища та забезпечення екологічної безпеки: ВДЕ майже не викидають шкідливих речовин в атмосферу або водойми, зменшуючи негативний вплив на екосистеми.

➤ Завоювання світових ринків ВДЕ, особливо в країнах, що розвиваються: розвиток власних технологій та експорт обладнання сприяє економічному зростанню.

Збільшення споживання сировини для неенергетичного використання палива: зменшення використання викопних видів палива дозволяє використовувати їх у інших сферах, таких як хімічна промисловість.

У багатьох країнах спостерігається тенденція до формування більш жорстких вимог щодо екологічної безпеки та прагнення зменшити екологічні ризики при використанні вуглеводнів та інших видів сировини для традиційної енергетики, такої як АЕС та ТЕС. Ці тенденції сприяють широкому поширенню відновлюваних енергетичних установок, проектуванню, дослідженню та введенню в експлуатацію сонячних (СЕС) та вітрових електростанцій (ВЕС).

Процес розробки сонячних (СЕС) та вітрових електростанцій (ВЕС) включає проектування та розрахунок енергоагрегатів, який можна поділити на кілька ключових етапів.

На першому етапі проводиться розрахунок необхідної потужності та споживання електроенергії для автономного електропостачання об'єкта, будь-то будівля, підприємство, завод або район. Це дозволяє визначити параметри енергоагрегатів, які необхідно використовувати для забезпечення постійного енергопостачання.

Для сонячних електростанцій цей етап включає розрахунок та вибір типу сонячних батарей, інверторів, трансформаторів, комутуючої апаратури та відповідних пристроїв захисту, автоматики і сигналізації. Залежно від необхідних значень струмів і напруг сонячні батареї (СБ) з'єднуються паралельно або послідовно. Кількість сонячних батарей повинна бути достатньою, щоб забезпечити необхідну потужність з коефіцієнтом запасу 1,2.

Розміщення сонячних батарей зазвичай здійснюється на дахах підприємств та будівель.

Для вітрових електростанцій необхідну кількість та потужність вітроагрегатів вибирають з урахуванням потреб у потужності системи електропостачання для проєктованих об'єктів або районів.

Такі СЕС та ВЕС можуть забезпечувати електроенергією віддалені та важкодоступні райони, що є важливою перевагою для місць, де традиційне електропостачання ускладнене або економічно не вигідне.

Зворотне завдання полягає у проєктуванні СЕС та ВЕС в районах з дефіцитом електроенергії, але з достатньою кількістю сонячних днів і необхідним натиском вітру. Такі установки можуть бути розміщені на непридатних для сільського господарства землях, що не використовуються, або на схилах гір, з підключенням до загальної енергосистеми для забезпечення стабільного енергопостачання.

Для зниження втрат в електричних мережах пропонуються такі принципи:

Зниження втрат електроенергії шляхом оптимізації існуючих схем та режимів роботи електричних мереж, а також удосконалення їх технічного обслуговування.

Будівництво та реконструкція електричних мереж, встановлення додаткового та заміна існуючого електрообладнання.

Ці заходи спрямовані на підвищення ефективності та надійності роботи електричних мереж і забезпечення стабільного енергопостачання незалежно від зовнішніх умов.

1.2. Використання сонячних батарей в сонячних електростанціях

Внутрішня схема СЕС повинна містити ланцюги перетворення напруги постійного струму СБ трифазну напругу для мереж ліній електропередачі об'єднаної енергетичної системи за кількістю фаз, частотою струму і величиною напруги. З цією метою в блоці перетворювача енергоустановки застосовується трифазний мостовий інвертор (І) з вихідним розділовим трансформатором (TV),

вторинна (вихідна для мережі) напруга якого U_{A2} повинна відповідати стандартним величин лінійних напруг мереж (0,69 кВ; 10 кВ тощо).

Традиційна схема перетворення енергії постійного струму в енергію змінного струму трифазних ланцюгах містить один інвертор і один трансформатор ($I + TV$). У разі роботи СЕС при значній зміні потужності ланцюгів постійного струму по місяцях у такій схемі інвертор працюватиме зі значним навантаженням, що погіршує його параметри. Тому для СЕС пропонується схема перетворення ($2I + TV$), в якій при зменшенні потужності ланцюгів постійного струму здійснюється перемикання всіх ланцюгів на вхід одного інвертора. Другий інвертор є у своїй резервним і йому можуть виконуватися регламентні роботи.

На рисунку 1.1. наведено схему одного блоку СЕС з двома інверторами $[2(N_{\text{СБ}} + I) + TV]$ при загальній потужності блоку 1 МВА, $U_{A2} = 10$ кВ. Напруга ланцюгів постійного струму $U \approx 1$ кВ. За рахунок увімкнення автоматичних вимикачів $A_1, \dots, A_3$ можливе включення СБ як до кожного інвертора, так і лише до одного.

У таблиці 1.1 наведено порядок включення автоматичних вимикачів $A_1, \dots, A_3$ за різного значення інтенсивності сумарного сонячного випромінювання E_{Hj} . Перемикання $A_1, \dots, A_3$ здійснюється автоматично за величиною вхідного струму I .

Відповідно до типових вольт-амперних характеристик (ВАХ) сонячних фотоелементів (ФЕ) при значеннях E_i , що становлять 20% і вище від інтенсивності сумарного сонячного випромінювання $E_{i0} = 1000$ Вт/м² або 800 Вт/м², потужність СБ змінюється практично лінійно зі зміною E_i . Оскільки величини E_{Hj} різняться по місяцях більш ніж удвічі, схема перетворювальної частини блоку для СЕС у часто передбачає можливість підключення ланцюгів всіх СБ ($N_{\text{СБ}}$) одного I .

Якщо інтенсивність сонячного випромінювання низька, енергія ланцюга постійного струму подається не так на два I , але в один. Це збільшує його

коефіцієнт корисної дії, а, отже, потужність, що генерується блоком. Розрахунок потужності всіх елементів блоку перетворення виконується за нормованих параметрів СБ ($\varphi_{i0} = 1000 \text{ Вт/м}^2$.)

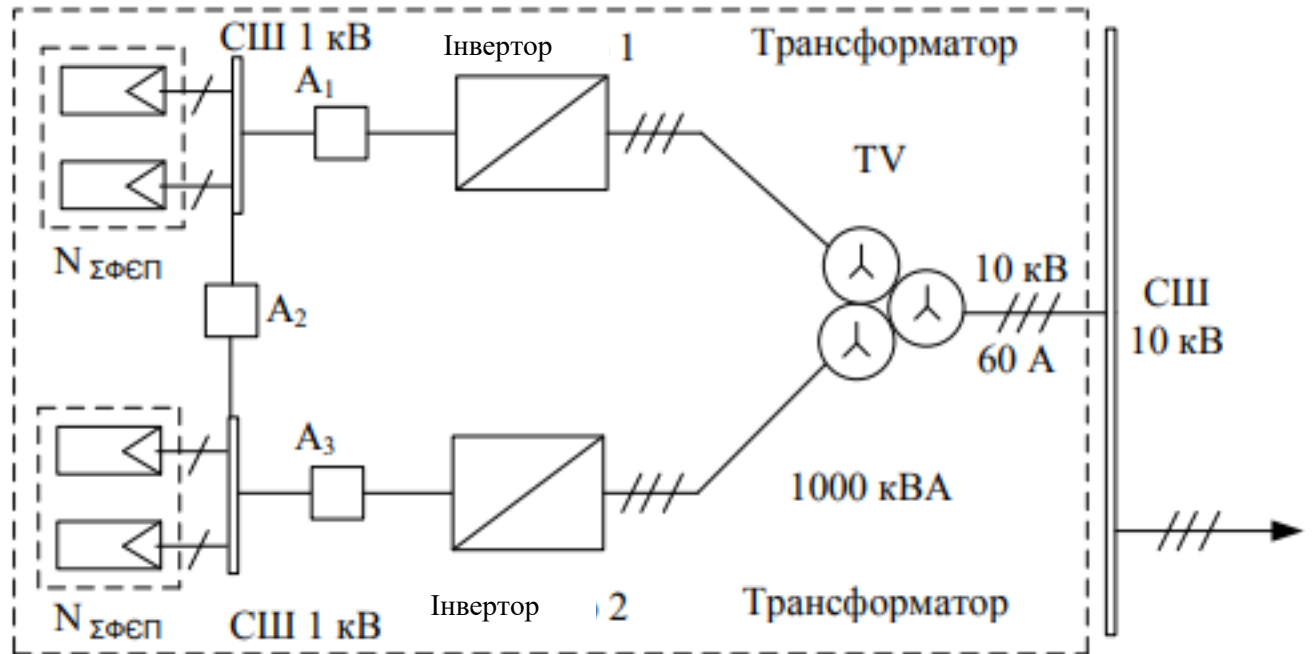


Рисунок 1.1. –Схема одного блоку СЕС.

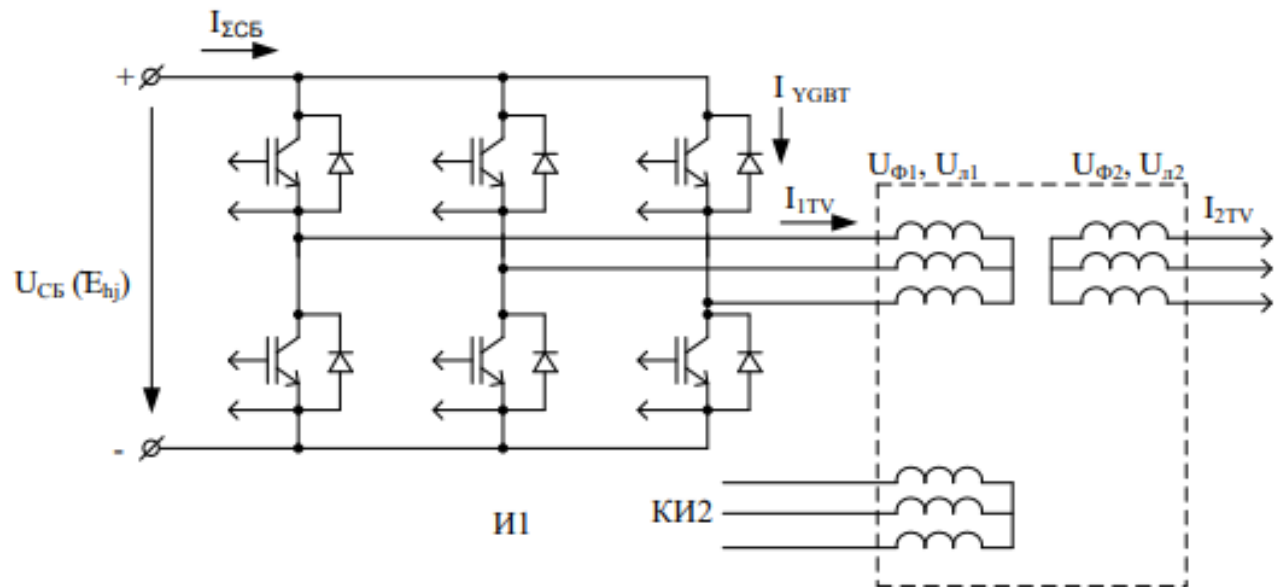


Рисунок 1.2. – Електрична схема перетворювача частини блоку СЕС: I_1 , I_2 – інвертори, TV – вихідний трифазний триобмотковий трансформатор.

Таблиця 1.1. – Стан автоматичних вимикачів в залежності від величини $\underline{E_{Hj}}$

Величина $\underline{E_{Hj}}$	Стан автоматичних вимикачів			Ввімкнений інвертор
	A1	A2	A3	
$\underline{E_{Hj}} \geq 0,5$	Ввімкнено	Ввімкнено	Ввімкнено	I1, I2
$\underline{E_{Hj}} \leq 0,4$	Ввімкнено	Ввімкнено	Вимкнено	I1
	Вимкнено	Ввімкнено	Ввімкнено	I2

Первинна (вхідна від інвертора) напруга цього $TV - U_{A1}$ має бути узгоджена з параметрами інвертора і може відрізнятися від стандартної величини напруги мереж.

На рисунку 1.2 показано схему перетворювальної частини БЛ у складі ($2I + TV$). Дроселі та комутуючі елементи не показані. Для рисунку 1.2 співвідношення між середнім значенням вхідної напруги постійного струму U_{CB} від групи СБ і діючим значенням вихідної фазної напруги інвертора $U_{\Phi 1}$ визначається виразом:

$$U_{\Phi 1} = \frac{U_{CB}(\underline{E_{Hj}})}{\frac{6\sqrt{3}}{\pi} \cdot \sqrt{2} \cdot \frac{\pi}{6} \cdot (0,9 \div 0,95)} \approx 0,67 \cdot U_{CB}(\underline{E_{Hj}})$$

При $U_{CB}(\underline{E_{Hj}}) \approx 899 \text{ В}$; $U_{\Phi 1} = 400 \text{ В}$.

Середнє значення струму визначимо за формулою:

$$I_{CB} = \frac{P_H}{U_{CB}(\underline{E_{Hj}})}$$

Приймаючи $U_{CB}(\underline{E_{Hj}}) = 900 \text{ В}$, $I_{CB} = 555 \text{ А}$, середнє значення струму IGBT-модулів: $I_{IGBT} = \frac{I_{\Sigma CB}}{m} = 185 \text{ А}$

де $m = 3$ - число фаз.

Ці величини напруги і струму дають можливість оцінити втрати потужності в інвертор.

Застосування замість двох недовантажених інверторів одного інвертора при зниженні інтенсивності сонячного випромінювання $\underline{E_{Hj}} = 0,5 \cdot \underline{E_{Hmax}}$ дозволить

знизити втрати потужності в ньому. Аналогічний захід можна розглянути і за використанням замість одного трансформатора TV двох трансформаторів із сумарною потужністю еквівалентною одному обраному. Потужність втрат у трансформаторі ΔP_2 визначається за такою формулою:

$$\Delta P_2 = \Delta P_{\text{ХХ}} + \Delta P_{\text{КЗ}}$$

де $\Delta P_{\text{ХХ}}$ – втрати на гістерезис, перемагнічування та вихрові струми у магнітопроводі;

$\Delta P_{\text{КЗ}}$ – втрати на активних опорах обмоток трансформатора.

Ці втрати можуть для потужних трансформаторів досягати значних величин (до сотні кіловат). В цьому випадку для СЕС можливе застосування 2 трансформаторів і аналогічно як і з інверторами включення при необхідності одного трансформатора з метою зменшення втрат у генеруючих і перетворювальних пристроях.

Проблеми прогнозування генерації електроенергії на об'єктах, функціонуючих з використанням різних видів поновлюваних джерел енергії, пов'язані з проблемою стохастичного характеру їхньої генерації.

Таке завдання є багатофакторною з великою кількістю погано формалізованих та лінгвістичних даних, оскільки базується на метеорологічних та кліматологічних даних, укрупнений характер яких також сильно впливає на результат прогнозування генерації електричної енергії.

Найпоширенішими станціями на основі відновлюваних джерел енергії, що реалізуються з державної підтримкою, є фотоелектричні та вітрові електростанції, а також міні-гідроелектростанції.

Щодо завдання ефективного розміщення фотоелектричних станцій потрібно враховувати енергетичний потенціал території, доступність альтернативних місцевих видів палива та інші критерії, що робить це завдання актуальним для регіональних енергосистем в умовах розвитку поновлюваних джерел енергії.

З метою підвищення ефективності короткострокового планування режимів щодо дотримання системних обмежень, розміщення резервів активної

потужності потрібно створення інструментів прогнозування генерації фотоелектричних станцій для короткострокового (на добу вперед) та оперативного (всередині добовий прогноз із горизонтом попередження до 6 годин) горизонти планування режимів. Такий поділ визначено, як уже згадувалося вище, стохастичністю процесу генерації електричної енергії фотоелектричними станціями, добовим та сезонним циклами зміни сонячного випромінювання. Короткостроковий прогноз генерації електричної енергії фотоелектричних станцій продиктований необхідністю формування диспетчерськими центрами системного оператора для ринку на добу вперед, а оперативний прогноз – для управління перетіканнями потужності, балансування генерації та коригування диспетчерських графіків фотоелектричних станцій.

ВИСНОВКИ ДО РОЗДІЛУ 1:

Перехід на відновлювані джерела енергії, зокрема сонячну енергетику, є стратегічно важливим напрямом розвитку енергетичного сектору. В умовах зростаючого попиту на енергоресурси та обмеженості традиційних енергетичних запасів, сонячні електростанції (СЕС) є екологічно чистою альтернативою, що сприяє зменшенню викидів парникових газів і зміцненню енергетичної безпеки. Крім того, вони знижують залежність від імпортного палива, що позитивно впливає на стабільність економіки та цін на електроенергію.

Сонячні батареї, як основний елемент СЕС, забезпечують перетворення сонячного випромінювання в електричну енергію. Їхня ефективність і тривалий термін експлуатації роблять сонячну енергетику перспективною технологією для різних регіонів, особливо в місцях з високим рівнем сонячної активності. Сучасні розробки у сфері фотогальванічних елементів дозволяють підвищувати коефіцієнт корисної дії панелей та знижувати собівартість електроенергії, що робить СЕС доступнішими для масового впровадження.

Основні виклики впровадження СЕС. Хоча сонячні електростанції мають значні переваги, їх широке використання супроводжується певними труднощами. Зокрема, сонячна енергія залежить від природних умов, і її виробництво не завжди стабільне, що вимагає застосування систем накопичення енергії. Також для встановлення сонячних панелей потрібні значні площі, що може обмежувати їхнє застосування в густонаселених районах або територіях з дефіцитом вільного простору. У деяких регіонах високою є і вартість початкового впровадження СЕС, що потребує підтримки на державному та міжнародному рівнях.

Таким чином, розвиток сонячних електростанцій є перспективним напрямом у досягненні цілей енергетичної незалежності та екологічної безпеки. Проте для подолання викликів, пов'язаних із нестабільністю генерації, фінансовими та просторовими обмеженнями, необхідно продовжувати вдосконалення технологій сонячної енергетики, розширювати інфраструктуру

зберігання енергії та впроваджувати стимулюючі заходи на рівні державної політики.

РОЗДІЛ 2. СУЧАСНІ ПІДХОДИ ДО ПРОГНОЗУВАННЯ ЕФЕКТИВНОСТІ ФОТОЕЛЕКТРИЧНИХ СИСТЕМ

У цьому розділі розглянуто детальний опис моделей короткострокового та оперативного прогнозування вироблення фотоелектричних електростанцій (ФЕС). На основі аналізу різних конфігурацій ФЕС визначено основні технічні особливості та вимоги, які необхідно враховувати при паралельній роботі з єдиною енергетичною системою (ЕЕС). Крім того, представлено огляд існуючого світового досвіду у галузі прогнозування вироблення електроенергії ФЕС.

Завдання короткострокового та оперативного планування електроенергетичного режиму енергосистеми включає комплекс заходів, спрямованих на забезпечення балансу між споживанням та генерацією електроенергії, підвищення надійності та економічності виробництва і передачі електричної енергії. Короткострокове планування здійснюється на наступну добу і виконується диспетчерськими центрами.

Одним з ключових завдань при короткостроковому та оперативному плануванні є прогнозування вироблення електричної енергії електростанцій, що працюють на базі відновлюваних джерел енергії (ВДЕ). Збільшення частки таких електростанцій у загальній встановленій потужності генеруючого обладнання енергосистеми призводить до значного впливу на планований енергобаланс, частоту, якість електроенергії, статичну та динамічну стійкість, рівні напруги та втрати електроенергії.

Ці фактори обумовлюють необхідність точного прогнозування вироблення ФЕС для забезпечення ефективного функціонування енергосистеми. Використання сучасних методів і моделей прогнозування дозволяє підвищити точність прогнозів, що, у свою чергу, сприяє більш надійній роботі енергосистеми та зменшенню її витрат. Вивчення світового досвіду з цього питання допомагає виявити найкращі практики та підходи, які можуть бути адаптовані до специфічних умов конкретної енергосистеми.

2.1. Оцінка систем прогнозування енергетичної продуктивності фотоелектричних систем

При аналізі впливу відновлюваних джерел енергії (ВДЕ) на енергосистему необхідно враховувати стохастичну природу погодних умов. Це особливо важливо при розгляді фотоелектричних (ФЕС) та вітрових електростанцій (ВЕС), оскільки вироблення електроенергії цими установками значною мірою залежить від метеорологічних факторів.

Для аналізу такої невизначеності часто використовуються методи математичного апарату теорії ймовірності, які дозволяють обробляти як якісні, так і кількісні дані. Застосування теорії ймовірності допомагає виявити статистичні закономірності та залежності між погодними умовами і виробленням електроенергії.

Дослідження динаміки зростання встановленої потужності електростанцій, що використовують ВДЕ, свідчать про те, що найбільший темп збільшення встановленої потужності характерний для ФЕС. Це вказує на необхідність розробки більш точних моделей прогнозування режимів їхньої роботи.

Існуючі моделі прогнозування зазвичай поділяються на чотири категорії: фізичні, статичні, інтелектуальні та комбіновані (гібридні) моделі. Моделі прогнозування, що базуються на методах статистичного аналізу, використовують ретроспективні дані для визначення залежності між погодними умовами та виробленням електроенергії або інтенсивністю сонячного випромінювання.

Автори дослідження розглядали значну кількість моделей часових рядів, таких як ковзне середнє, експоненційне згладжування із сезонними та тренд-адитивними складовими, інерційний ряд та інші. Крім того, розглядалася можливість розкладання часових рядів на складові: трендову, сезонну та нерегулярну. Результати досліджень показали, що прогнозування невеликих величин з використанням моделей ковзного середнього пов'язане зі значною величиною помилки прогнозування. Більше того, для моделей експоненційного згладжування характерний ефект «відставання» прогнозованої величини від

поточного значення, що призводить до низької точності прогнозування, особливо в області перегину кривої вироблення електроенергії на ФЕС.

Розроблений метод дозволяє визначати середні значення інтенсивності сонячного випромінювання для будь-якої години і будь-якого дня протягом року. Цей метод базується на оцінюванні нерегулярних коливань інтенсивності сонячного випромінювання, що дозволяє враховувати зміни погодних умов і підвищувати точність прогнозів.

Таким чином, точне прогнозування вироблення електроенергії від ФЕС та ВЕС є критично важливим для забезпечення стабільності енергосистеми і ефективного використання відновлюваних джерел енергії.

Точність оцінки нерегулярних коливань було підвищено завдяки виділенню регулярної складової випадкової величини.

2.2. Оцінка інтенсивності сонячного випромінювання

Розрахунок щільності потоку енергії сонячного випромінювання, яка впливає на вироблення електричної енергії фотоелектричною панеллю, виконується у кілька етапів. Першим етапом є розрахунок наближеного значення щільності потоку енергії сонячного випромінювання на межі атмосфери Землі. Наступними етапами є оцінка щільності потоку енергії сонячного випромінювання на горизонтальній та похилій площині.

Щільність потоку енергії випромінювання на межі атмосфери майже не змінюється протягом року. Для опису цієї величини використовується сонячна постійна $G_{\text{СП}}$ - константа, яка визначає середню протягом року енергію сонячного випромінювання, що припадає на поверхню одиничної площі, розташованої поза атмосферою Землі на середній відстані Землі від Сонця перпендикулярно до напрямку поширення сонячних променів за одиницю часу. За даними позаатмосферного дистанційного зондування, сонячна стала дорівнює приблизно 1367 Вт/м^2 .

Щоб детально охопити всі аспекти розрахунку, необхідно розглянути наступні кроки:

Розрахунок щільності потоку енергії на межі атмосфери: На цьому етапі враховується сонячна стала для визначення базової щільності енергії, яка потрапляє на межу атмосфери. Цей параметр є основою для подальших розрахунків, оскільки він представляє максимально можливу енергію без врахування атмосферних втрат.

Оцінка щільності потоку енергії на горизонтальній площині: Цей етап передбачає врахування впливу атмосфери, включаючи поглинання і розсіювання сонячного випромінювання. Вплив атмосферних умов, таких як хмарність, пил, вологість, враховується для точного визначення щільності потоку енергії, яка досягає горизонтальної поверхні на Землі.

Оцінка щільності потоку енергії на похилій площині: Тут розглядається вплив нахилу поверхні фотоелектричних панелей, оскільки оптимальний кут нахилу може значно збільшити ефективність збору сонячної енергії. Для цього етапу враховуються параметри кута нахилу та орієнтації панелей відносно Сонця.

Ці кроки допомагають забезпечити більш точні розрахунки та ефективне використання сонячного випромінювання для генерації електроенергії фотоелектричними панелями.

Незначні коливання значення сонячної постійної протягом року обумовлені еліптичною орбітою Землі навколо Сонця, що призводить до змін відстані між Сонцем, як джерелом випромінювання, і Землею, як приймачем. Для більш точного розрахунку щільності потоку енергії сонячного випромінювання на межі атмосфери ($G_{ГА}$) для кожного календарного дня (n), враховуючи ці зміни, необхідно використовувати наступний вираз:

$$G_{ГА} = 0,033 \cdot G_{СП} \cdot \cos \frac{360 \cdot n}{365} + G_{СП} \quad (2.1)$$

Цей підхід дозволяє врахувати сезонні зміни у відстані між Землею і Сонцем, що забезпечує більш точний прогноз вироблення електроенергії фотоелектричними електростанціями. Визначення щільності потоку енергії на

межі атмосфери з урахуванням еліптичної орбіти Землі є критично важливим для ефективного планування і управління енергетичними ресурсами, оскільки це дозволяє підвищити точність прогнозів і оптимізувати роботу ФЕС.

Щільність потоку сонячного випромінювання на межі атмосфери залежить не тільки від сонячної постійної, але і від географічного положення конкретної точки на поверхні Землі, часу року та доби. Це пояснюється тим, що інтенсивність сонячного випромінювання змінюється в залежності від положення Сонця відносно горизонтальної площини, що обумовлено широтою (φ) та довготою (λ) місцевості.

Для точного розрахунку щільності потоку сонячного випромінювання на межі атмосфери використовуються географічні координати. Широта визначає кут між площиною екватора і вертикальною лінією, що проходить через дану точку. Довгота, в свою чергу, визначає положення точки відносно початкового меридіану. Разом ці координати дозволяють врахувати вплив географічного положення на інтенсивність сонячного випромінювання.

Врахування цих факторів дозволяє проводити більш точні розрахунки, що є важливим для прогнозування вироблення електроенергії фотоелектричними електростанціями. Зокрема, такі розрахунки враховують зміну куту падіння сонячних променів протягом дня та різні пори року, що є ключовими для точного моделювання та прогнозування вироблення енергії.

Врахування пори року здійснюється як розрахунок кута сонячного відмінювання δ (в діапазон $-23,45^{\circ} \leq \delta \leq 23,45^{\circ}$), значення якого для дня n визначається за формулою:

$$\delta = 23,45^{\circ} \cdot \sin\left(360^{\circ} \frac{284+n}{365}\right) \quad (2.2.)$$

Завдання прогнозування вироблення електроенергії фотоелектричною електростанцією здійснюється для світлового дня, а не для календарної доби. Це означає, що для отримання точних прогнозів необхідно враховувати добові зміни щільності потоку сонячного випромінювання (ЩПСВ).

Для обліку часу доби під час розрахунку щільності потоку сонячного випромінювання на межі атмосфери використовується годинний кут. На рисунку 2.1 представлена геометрична інтерпретація цього кута. Вісь ON проходить через центр Землі та географічний Північний полюс, тоді як вісь OM проходить через центр Землі та точку сонячного зеніту для даного географічного положення і пори року. Годинний кут визначається як кут між двома площинами: одна проходить через осі ON і OM , а інша – через вісь ON і вісь, що з'єднує центр Землі з центром Сонця. Протягом кожної години цей кут змінюється на 15° .

Ця методика дозволяє враховувати зміни куту падіння сонячних променів протягом дня, що є важливим для точного визначення щільності потоку сонячного випромінювання і, відповідно, для точного прогнозування вироблення електроенергії фотоелектричними електростанціями. Відповідний розрахунок допомагає підвищити достовірність прогнозів і оптимізувати використання сонячної енергії.

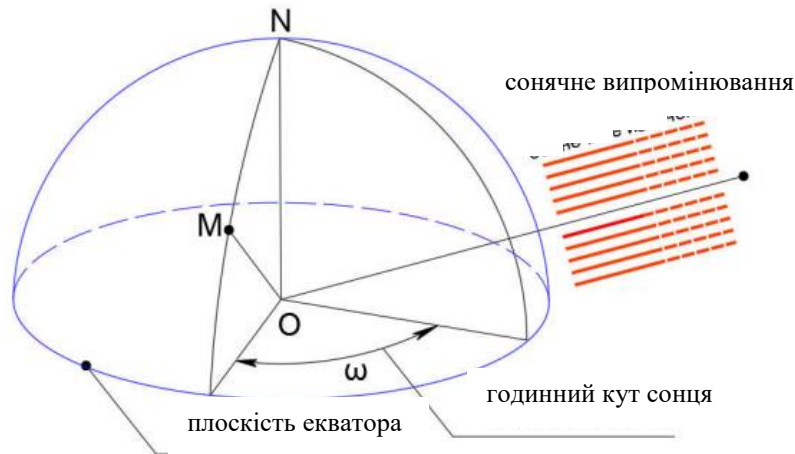


Рисунок 2.1. – Визначення годинного кута

Щоб більш детально зрозуміти добові зміни щільності потоку сонячного випромінювання, важливо враховувати значення годинного кута. Мінімальне значення годинного кута відповідає моменту світанку, а максимальне значення – моменту заходу сонця. У свою чергу, годинний кут у сонячний полудень завжди дорівнює нулю.

Протягом року годинні кути світанку та заходу сонця змінюються через сезонні коливання тривалості світлового дня. На рисунку 2.2 демонструється, як змінюється кутовий шлях Сонця для різних сезонів: літнього сонцестояння, зимового сонцестояння та рівнодення. Влітку Сонце проходить більший кутовий шлях на небосхилі, що призводить до збільшення тривалості світлового дня. Взимку ж цей шлях скорочується, і тривалість світлового дня зменшується.

В таблиці 2.1 представлені результати розрахунку годинних кутів для моментів світанку і заходу сонця для точки, розташованої на 47° північної широти. Ці дані дозволяють точніше моделювати зміни сонячного випромінювання протягом дня та відповідно прогнозувати вироблення електроенергії фотоелектричними електростанціями. Таким чином, врахування змін годинних кутів протягом року є ключовим елементом для отримання достовірних прогнозів енерговироблення, що забезпечує ефективне планування та використання сонячної енергії.

Таблиця 2.1 – Часові кути заходу сонця та світанку для 47° пн.ш.

Кут	ω_p , град	ω_z , град
Зимове сонцестояння	-61	61
Рівнодення	-90	90
Літнє сонцестояння	-118	118

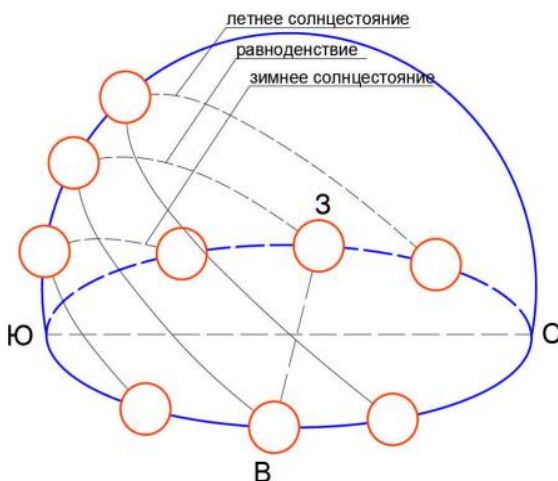


Рисунок 2.2. – Кутова траєкторія сонця в різний час року

Для точного розрахунку щільності потоку сонячного випромінювання (ЩПСВ) на межі атмосфери в конкретний момент часу необхідно визначити кут сонця. Однією з важливих величин, яка використовується в цьому розрахунку, є сонячний час (t_c), що являє собою місцевий час з урахуванням корекцій на географічну довготу, літній час і часовий пояс. Для обчислення сонячного часу (t_c) застосовується наступний вираз:

$$t_c = E + \frac{\lambda}{15^\circ} - (Z_M + Z_C) + t_M \quad (2.3)$$

де E – рівняння часу, год;

λ – довгота, град;

Z_M – поправка на годинний пояс, год;

Z_C – поправка на літній час, год;

t_M – місцевий час, год.

Врахування сонячного часу є ключовим для точного визначення положення Сонця на небосхилі в будь-який момент доби, що, в свою чергу, є критично важливим для розрахунку щільності потоку сонячного випромінювання. Це забезпечує більш точне моделювання процесів, пов'язаних з виробленням електроенергії фотоелектричними панелями, а також ефективне планування та управління енергетичними ресурсами.

Годинні кути, які відповідають світанку, заходу сонця і сонячному полудню, визначають відповідні моменти часу: час світанку, час заходу сонця і час сонячного полудня. Від часу світанку до часу заходу сонця сонячне випромінювання може потрапляти на поверхню фотоелектричної панелі, враховуючи її географічні координати та пору року.

Сонячний опівдень ($t_{\text{spt_}}\{\text{sp}\}$) визначається за місцевим часом 12:00 за формулою (2.2). Час світанку розраховується за такою формулою:

$$t_p = \frac{\omega_p}{15^\circ} + t_{\text{СП}}, \quad (2.4)$$

де ω_p - годинний кут світанку, град;

$t_{сп}$ – час світанку, год.

Цей метод дозволяє враховувати зміну кутів протягом доби, що, у свою чергу, сприяє отриманню більш точних прогнозів вироблення електроенергії фотоелектричними панелями та ефективному управлінню енергетичними ресурсами.

Час заходу сонця визначається аналогічно, з використанням годинного кута заходу сонця.

$$t_3 = \frac{\omega_3}{15^\circ} + t_{сп}, \quad (2.5)$$

де ω_3 - годинний кут заходу, град;

$t_{сп}$ – час світанку, год.

Поняття зенітного кута та кутової висоти сонця тісно пов'язані з геометрією руху сонця. Геометричне представлення цих кутів показано на рисунку 2.3.

Зенітний кут (θ_3) – це кут між перпендикуляром до горизонтальної поверхні в точці розміщення фотоелектричної панелі та прямою лінією, що з'єднує центр Сонця з цією точкою. Значення зенітного кута можна визначити за допомогою наступного виразу:

$$\theta_3 = \arccos(\sin\delta \cdot \sin\varphi + \cos\delta \cdot \cos\varphi \cdot \cos\omega) \quad (2.6)$$

де θ_3 – зенітний кут, град;

δ – кут сонячного нахилу, град;

φ – широта, град;

ω – годинний кут, град.

Ці параметри є ключовими для точного розрахунку та моделювання ефективності роботи фотоелектричних панелей, оскільки вони враховують положення Сонця на небосхилі у будь-який момент часу.

Кутова висота сонця (α) – це кут між прямою лінією, що проходить через центр Сонця і точку розташування фотоелектричної панелі, та проекцією цієї прямої на горизонтальну площину. Кутова висота сонця доповнює зенітний кут до 90 градусів. Виходячи з цього, цю величину можна визначити за допомогою наступного виразу:

$$\alpha = 90 - \theta_3 \quad (2.7)$$

де α – кутова висота сонця, град;

θ_3 – зенітний кут, град.

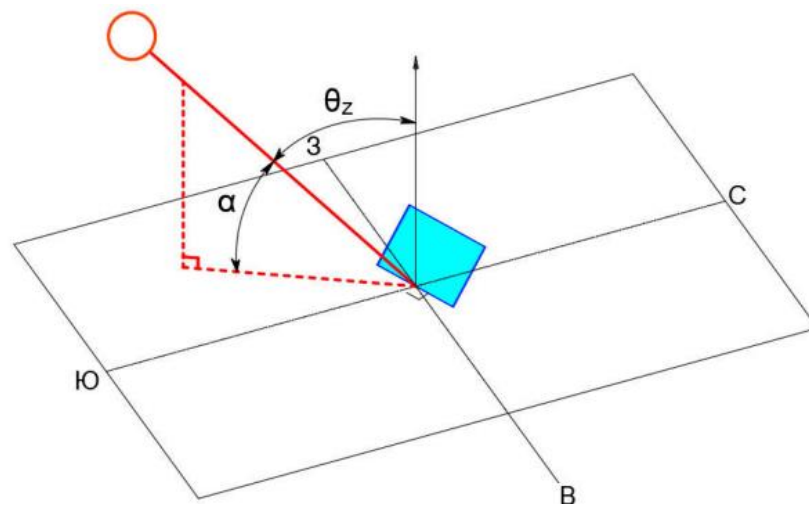


Рисунок 2.3. – Геометрична інтерпретація кутів α і θ_3

Отже, щільність потоку сонячного випромінювання (ЩПСВ) на межі атмосфери ($\underline{G_0}$) визначається за формулою, що представляє собою сонячну постійну, помножену на коефіцієнт, який враховує географічне положення конкретної точки на поверхні Землі, пору року та час доби.

$$\underline{G_0} = \frac{12 \cdot G_{\text{га}}}{\pi} \left[\sin \delta \cdot \sin \varphi \cdot \frac{\pi \cdot (\omega_2 - \omega_1)}{180^\circ} + \cos \delta \cdot \cos \varphi \cdot (\sin \omega_2 - \sin \omega_1) \right] \quad (2.8.)$$

де G_0 - середнє ППСІ на межі атмосфери всередині заданого інтервалу часу, Вт/м²;

$G_{\text{га}}$ – сонячна стала для заданого дня, Вт/м²;

δ – кут сонячного відмінювання, град;

φ – широта, град;

ω_2 – годинний кут, що відповідає кінцю інтервалу часу розрахунку, град;

ω_1 – годинний кут, що відповідає початку інтервалу часу розрахунку, град.

2.3. Сонячне випромінювання біля Землі

Щоб визначити щільність потоку сонячного випромінювання, яке досягає поверхні землі, необхідно оцінити пропускну здатність атмосфери. Це означає, що потрібно визначити ту частку щільності потоку сонячного випромінювання на межі атмосфери, яка фактично дійде до поверхні землі і буде використовуватися для вироблення електроенергії фотоелектричними панелями.

Атмосферні умови, такі як наявність хмар, частинки пилу та молекули води, суттєво знижують значення G_0 (сонячної постійної). Ці чинники можуть значно зменшити кількість сонячної енергії, яка досягає поверхні Землі.

Графічне відображення процесу проходження сонячного випромінювання через атмосферу показане на рисунку 2.4. Це ілюструє, як різні елементи атмосфери впливають на загальну щільність потоку сонячного випромінювання, що досягає поверхні землі.

Таким чином, для точного визначення щільності потоку сонячного випромінювання на поверхні землі необхідно враховувати вплив атмосферних чинників, які можуть суттєво змінювати кількість енергії, що досягає фотоелектричних панелей і використовується для генерації електроенергії.

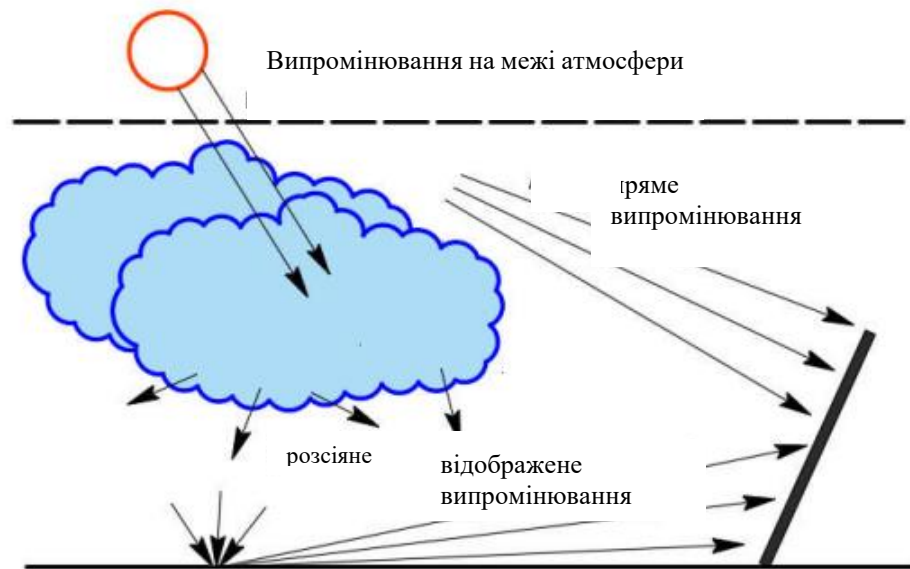


Рисунок 2.4. – Особливості проходження сонячними проміннями атмосфери

Для оцінки змін щільності потоку сонячного випромінювання (ЩПСВ) під час його проходження через атмосферу використовується коефіцієнт прозорості. Цей коефіцієнт враховує як поглинання енергії сонячного випромінювання атмосферними частинками, так і відбивання частини випромінювання назад у космічний простір.

Енергетична діаграма, що відображає зміни щільності потоку сонячного випромінювання та характеризує коефіцієнт прозорості для умов відсутності хмарності, представлена на рисунку 2.5.

Таким чином, виходячи з визначення, коефіцієнт прозорості можна розрахувати за допомогою наступного рівняння:

$$k_T = \frac{\underline{G}}{\underline{G}_0} \quad (2.9)$$

де $\underline{G}_0$ - середнє розрахункове (теоретично максимальне) значення щільності потоку сонячного випромінювання на межі атмосфери всередині заданого розрахункового інтервалу часу, Вт/м² ;

$\underline{G}$ - середнє виміряне значення щільності потоку сонячного випромінювання біля поверхні землі всередині заданого розрахункового інтервалу часу, Вт/м²;

k_T – коефіцієнт прозорості.

Цей метод враховує всі чинники, що впливають на проходження сонячного випромінювання через атмосферу, забезпечуючи тим самим більш точні розрахунки для прогнозування роботи фотоелектричних панелей. Враховуючи поглинання та відбиття випромінювання атмосферними частинками, цей підхід дозволяє більш точно моделювати процеси, пов'язані з виробленням електроенергії. Це забезпечує ефективне планування та управління енергетичними ресурсами, підвищуючи точність прогнозів та оптимізуючи використання сонячної енергії.

Випромінювання на межі атмосфери G_0

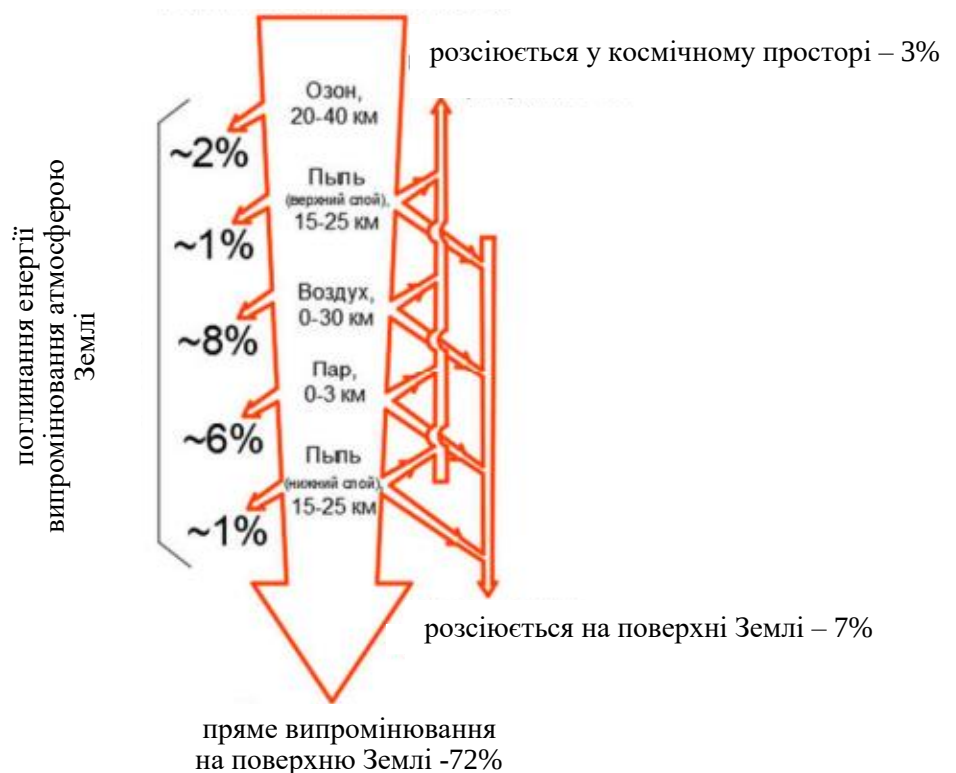


Рисунок 2.5. – Енергетична діаграма зниження інтенсивності сонячного випромінювання при проходженні атмосфери

Вираз (2.9) дозволяє з високою точністю обчислити коефіцієнт прозорості, однак для цього необхідні безпосередні вимірювання щільності потоку сонячного випромінювання. Отже, для завдання прогнозування вироблення

електроенергії фотоелектричної електростанції насамперед потрібен прогноз базового енергетичного параметра – щільності потоку сонячного випромінювання, що визначається на основі даних метеорологічних прогнозів.

2.4. Планування розвитку енергетичних потужностей: сучасні наукові підходи

Більшість існуючих підходів до планування розвитку електроенергетичних систем (ЕЕС) ґрунтується на використанні системних моделей. Ці моделі дозволяють формувати технічно та економічно обґрунтовані варіанти розвитку структури генеруючих потужностей. Вони забезпечують можливість оцінити обсяги та розміщення різних типів електростанцій на території країни, визначити витрати на паливо, а також організувати міжсистемні обміни електричною енергією.

Оптимізація розміщення генеруючих потужностей включає наступні складові:

- ✓ Наведені витрати на спорудження та експлуатацію електростанцій.
- ✓ Наведені витрати на видобуток та транспортування палива.
- ✓ Наведені витрати на створення обмінних потоків електричної енергії.

У моделі також реалізована оптимізація річного обсягу виробітку електроенергії на заданих електростанціях. Метою оптимізації є мінімізація сумарних наведених витрат на будівництво генеруючих та електромережових об'єктів, з урахуванням обмежень щодо:

- Забезпечення балансу електричної енергії.
- Використання різних видів палива.
- Видачі потужності гідроелектростанцій (ГЕС) у паводковий період.
- Економічних обмежень.

Цей підхід дозволяє ефективно планувати розвиток енергетичної інфраструктури, забезпечуючи при цьому економічну доцільність та технічну надійність електроенергетичних систем.

Моделі стратегічного планування розвитку електроенергетики розробляються також у різних країнах і організаціях. Однією з найпопулярніших є модель інтегрованого планування енергоресурсів (integrated resource planning). Глобальна мета інтегрованого планування енергоресурсів схожа на завдання мінімізації наведених річних витрат, яка використовується для порівняльної оцінки економічної ефективності капіталовкладень у будівництво енергооб'єктів. У випадку інтегрованого планування енергоресурсів, мінімізація здійснюється щодо витрат на забезпечення потреб суспільства в електричній енергії. Основна відмінність від вітчизняної розробки зумовлена наявністю терміну «інтегрований».

Цей підхід передбачає розгляд усіх можливих альтернатив для забезпечення енергопостачання території, що аналізується, на рівних умовах. Оцінюються не лише варіанти збільшення обсягів виробництва електричної енергії, але й альтернативи зниження енергоспоживання за рахунок впровадження енергоефективних технологій. Особлива увага в концепції інтегрованого планування ресурсів приділяється екологічним наслідкам реалізації кожного з аналізованих варіантів.

Цей підхід, наприклад, реалізовано в програмному комплексі IPM (Integrated Planning Model), розробленому фірмою ICF Consulting. Програмний комплекс створений для визначення оптимального складу генеруючих потужностей та оцінки кінцевої вартості електричної енергії для споживача.

Ще одним програмним продуктом, побудованим на основі принципів інтегрованого планування ресурсів, є програмний комплекс Wien Automatic System Planning Package (WASP), створений Міжнародним агентством з атомної енергії (IAEA). Цей програмний комплекс допомагає визначати оптимальні рішення для розвитку генеруючих потужностей і забезпечує ефективне планування енергетичних ресурсів.

Отже, моделі інтегрованого планування енергоресурсів дозволяють оцінювати та порівнювати різні сценарії розвитку енергетичної інфраструктури,

враховуючи економічні, екологічні та технічні аспекти. Це забезпечує більш стійке та ефективне енергопостачання.

Представлена система планування дозволяє визначити оптимальний склад та територіальне розміщення генеруючих об'єктів на основі вихідних даних і встановлених обмежень. Багатокритеріальна постановка задачі включає врахування таких аспектів:

- Загальна сума інвестиційних витрат.
- Залишкова вартість інвестиційного капіталу.
- Витрати на паливо.
- Вартість зберігання палива.
- Вартість обслуговування і ремонту основних активів енергетичних компаній.
- Вартість недовідпустки електричної енергії споживачам.
- Екологічні збитки навколишньому середовищу від введення нових генеруючих об'єктів.

Обмеження формуються для кожного розглянутого періоду і включають вимоги до балансу потужностей, а також оцінюється ймовірність введення графіків обмеження навантаження.

Цей підхід дозволяє ефективно планувати розвиток енергетичної інфраструктури, забезпечуючи економічну доцільність, екологічну відповідальність і технічну надійність електроенергетичних систем.

2.5. Параметри встановленої потужності для підключення генерації ВДЕ

Параметри встановленої потужності для підключення генерації відновлюваних джерел енергії (ВДЕ) є ключовим елементом у процесі інтеграції таких джерел до енергосистеми країни. Ці параметри визначають обсяг потужності, який може бути виділений для нових об'єктів генерації, та умови, за яких відбувається підключення.

Основні аспекти параметрів встановленої потужності для підключення ВДЕ:

1. Встановлена потужність - це максимальна потужність, яку електростанція може виробляти та передавати в мережу. Для ВДЕ, таких як сонячні та вітрові електростанції, параметри встановленої потужності залежать від розмірів та потужності обладнання, що використовується.

Встановлену потужність визначають на етапі проектування та погодження проекту.

2. Типи ВДЕ

➤ Сонячні електростанції (СЕС): Встановлена потужність СЕС залежить від площі сонячних панелей і технології, що застосовується.

➤ Вітрові електростанції (ВЕС): Параметри потужності ВЕС залежать від кількості турбін, їх потужності та середніх швидкостей вітру на місцевості.

➤ Біомаса та біогаз: Параметри встановленої потужності можуть змінюватися залежно від доступної кількості сировини та технологічного процесу.

➤ Гідроелектростанції (малі ГЕС): Потужність визначається обсягом водних ресурсів та перепадом висоти води.

3. Обмеження та правила підключення

У зв'язку з потребою збереження стабільності енергосистеми, існують обмеження на підключення великих обсягів потужностей ВДЕ.

Наприклад, деякі мережі мають обмежену здатність приймати додаткову потужність через відсутність достатньої пропускної спроможності. Тому перед підключенням потрібно узгоджувати параметри з операторами мереж.

4. Інтеграція ВДЕ в енергосистему

Встановлення нових ВДЕ об'єктів потребує врахування поточних потреб у регіоні, а також майбутнього розвитку енергосистеми. Наприклад, якщо є ризик перевищення доступних потужностей мережі, може бути застосовано методи регулювання генерації.

Балансування та диспетчеризація: Оскільки ВДЕ, як правило, мають мінливий характер вироблення електроенергії, оператори енергосистеми повинні враховувати можливість балансування та керування навантаженням.

5. Політика та економічні стимули

Урядові програми, такі як "зелений тариф" чи система аукціонів для підтримки ВДЕ, сприяють залученню інвестицій у нові об'єкти. Ці стимули можуть впливати на обсяги встановленої потужності, яку планують підключати до мережі.

Водночас такі програми можуть передбачати встановлення лімітів на потужність, щоб уникнути надмірного навантаження на енергосистему.

6. Технологічні вимоги та стандарти

Нові об'єкти ВДЕ повинні відповідати технічним стандартам, які регламентують параметри підключення та обмежують рівень впливу на мережу. Це включає стандарти на частоту, напругу та інші параметри мережі.

Також розглядаються питання стабільності мережі, особливо у випадках, коли до системи підключаються великі потужності від вітрових та сонячних електростанцій.

7. Роль «розумних мереж»

Використання технологій Smart Grid дозволяє ефективніше інтегрувати ВДЕ в енергосистему, автоматизуючи процеси балансування та передачі потужності. Це полегшує підключення нових об'єктів з високою встановленою потужністю, зменшуючи ризик нестабільності системи.

Успішна реалізація цих параметрів в Україні дозволить розширити виробництво енергії з відновлюваних джерел та забезпечить стаке зростання у секторі ВДЕ.

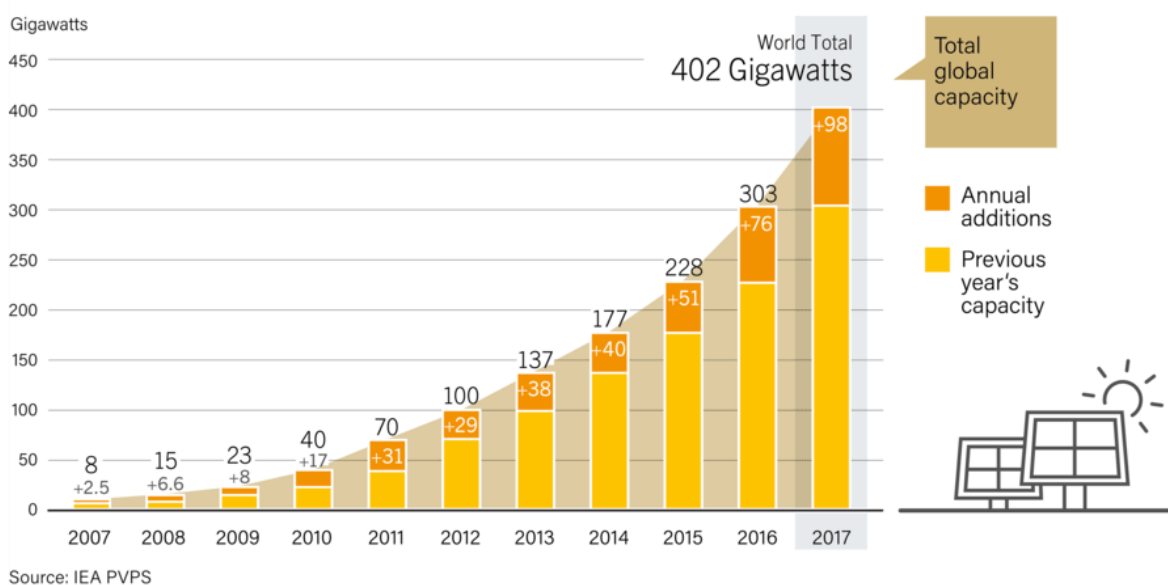
Якщо об'єкт малої генерації має встановлену потужність, що перевищує 500-1000 кВт, його підключення виконується до електричної мережі середньої напруги (СН) або високої напруги (ВН). У більшості країн максимальна потужність, яку можна підключити до мережі середньої напруги, становить від 6 до 15 МВт для класів напруги до 35 кВ включно. Різниця в технічних вимогах

зазвичай зумовлена відмінностями у класах напруги та специфікою побудови мереж.

Наприклад, у Канаді досить великі потужності генерації можна підключати до класів напруги 44 і 69 кВ. В Австрії, Німеччині, Нідерландах та Саудівській Аравії потужність розподіленої генерації, що підключається до мережі середньої напруги, не обмежується. Дані про максимально допустиму потужність розподіленої генерації при підключенні до мережі середньої напруги наведені на рисунку 2.6.

Ці відмінності та особливості підключення враховуються для забезпечення ефективної та безпечної роботи електричних мереж. Правильне планування та дотримання технічних вимог дозволяють підтримувати стабільність і надійність енергопостачання, що є ключовим фактором у розвитку розподіленої генерації на базі відновлюваних джерел енергії.

FIGURE 24. Solar PV Global Capacity and Annual Additions, 2007-2017



REN21 RENEWABLES 2018 GLOBAL STATUS REPORT

Рисунок 2.6. – Обмеження встановленої потужності генерації, МВт [18]

Підключення об'єктів генерації на базі відновлюваних джерел енергії (ВДЕ) до мереж високої напруги (ВН) зазвичай здійснюється при потужності понад 5 МВт, а середня потужність таких об'єктів складає близько 10 МВт.

Аналіз нормативних документів показує, що обмеження щодо встановленої потужності об'єктів генерації при підключенні до мережі ВН визначаються схемно-режимною ситуацією в прилеглий мережі. Ці обмеження можуть суттєво відрізнятися в різних країнах.

Наприклад, в Іспанії потужність додатково підключених об'єктів ВДЕ не повинна перевищувати 50% від наявної трансформаторної потужності ВН/СН. У Португалії встановлена потужність об'єктів генерації обмежується переважно вимогами щодо забезпечення необхідних рівнів струмів короткого замикання.

Таким чином, при підключенні об'єктів ВДЕ до мереж ВН необхідно враховувати специфічні технічні вимоги та обмеження, що існують у кожній окремій країні. Це забезпечує стабільну та безпечну роботу енергетичних систем і дозволяє максимально ефективно використовувати потенціал відновлюваних джерел енергії.

2.6. Пропускна спроможність та підключення ВДЕ: технічні аспекти

У міжнародній практиці експлуатації для визначення максимально допустимої потужності генеруючого об'єкта, включаючи використання відновлюваних джерел енергії (ВДЕ), при паралельній роботі з електромережею застосовуються обмеження щодо завантаження електромережевого обладнання. Це включає номінальну потужність розподільчих трансформаторів середньої напруги (СН) та низької напруги (НН), високої напруги (ВН) та середньої напруги (СН), а також пропускну спроможність повітряних та кабельних ліній електропередачі (ЛЕП).

Наприклад, у Канаді та Бельгії максимальна потужність, що може бути підключена до мережі середньої напруги, обмежується потужністю трансформатора ($S_{\text{ном}} S_{\text{ном}}$), встановленого на центрі живлення СН/ПН. Слід зазначити, що обмеження реверсивних перетоків у мережу середньої та

високої напруги є однією з найпоширеніших технічних вимог при експлуатації розподільчих систем. Це означає, що потужність, що генерується об'єктом, повинна споживатися на тому ж класі напруги, де вона була згенерована, щоб уникнути надмірних навантажень на мережі.

Цей підхід дозволяє забезпечити надійну і безперебійну роботу електричних мереж, враховуючи їхню пропускну спроможність і технічні характеристики. Точний облік всіх параметрів є критично важливим для ефективного планування і управління енергетичними ресурсами, особливо в умовах зростаючого використання відновлюваних джерел енергії.

Отже, в різних країнах технічні вимоги та обмеження для підключення генерації на базі ВДЕ можуть значно відрізнятися. Наприклад, в Іспанії потужність додатково підключених об'єктів ВДЕ не повинна перевищувати 50% від наявної трансформаторної потужності ВН/СН. У Португалії встановлена потужність об'єктів генерації обмежується переважно вимогами щодо забезпечення необхідних рівнів струмів короткого замикання.

В цілому, ретельний аналіз і врахування пропускну спроможності електричних мереж є ключовими аспектами інтеграції нових генеруючих потужностей, що дозволяє забезпечити стійкість та ефективність електропостачання.

При технологічному приєднанні об'єктів до мережі середньої напруги (СН), обмеження максимальної встановленої потужності визначаються пропускну здатністю мережі СН та існуючим резервом потужності на центрі живлення. Зазвичай, максимально допустима потужність генеруючого об'єкта вказується у відсотках від номінальної потужності трансформатора ВН/СН або тривало допустимого струмового навантаження (ТДСН) розподільчих фідерів СН.

Зазвичай, максимально допустима потужність генерації для більшості країн знаходиться в діапазоні від 50 до 100% від сумарної трансформаторної потужності ($S_{ном}$) центру живлення ВН-СН.

При підключенні об'єктів генерації з видачею потужності в мережу СН чи ВН, аналіз схемно-режимної ситуації виконується з урахуванням критерію «N-

1». Це передбачає допустимість завантаження трансформаторів ВН-СН центру живлення. Розрахунки потокорозподілу потужності проводяться для різних характерних режимів, включаючи режим мінімальних навантажень і максимального вироблення на електростанціях даної електричної мережі. Це дозволяє оцінити можливість виникнення реверсивного перетікання потужності у зовнішню мережу ВН.

В більшості європейських країн потужність генерації обмежується до значення, що становить близько 35-45% від номінальної потужності трансформаторів, встановлених на підстанціях (ПС). У Південній Кореї дозволяється введення розподіленої генерації із сумарною встановленою потужністю до 20% потужності трансформаторів високої та середньої напруги (ВН-СН).

Деякі електромережеві компанії допускають короткочасне перевантаження маслonaповнених силових трансформаторів, якщо це не призводить до порушення теплового режиму обладнання. При різній номінальній потужності трансформаторів перевірка проводиться для найважчого випадку – аварійні навантаження при відключенні одного з найпотужніших трансформаторів.

Коли обмежуючим елементом виступають лінії електропередачі, максимально допустима потужність генерації визначається з урахуванням класу напруги електричної мережі та навантаження споживачів, підключених до певної ділянки мережі. У ряді країн, таких як ПАР, Південна Корея та США, встановлена потужність генерації обмежується пропускною здатністю ліній і становить 15-25% від допустимого струмового навантаження. В Іспанії потужність генерації, що підключається, обмежується до 50% від пропускної здатності електричної мережі середньої напруги (СН).

Ці обмеження дозволяють забезпечити надійне та безпечне функціонування електромереж, враховуючи їхню пропускну здатність і технічні характеристики, і сприяють стабільній роботі енергетичних систем.

В міжнародній практиці максимальна потужність генерації при підключенні до мережі середньої напруги (СН) залежить від режиму роботи лінії. Якщо фідер

СН, який розглядається як точка підключення, окрім видачі потужності електростанції та живлення електроприймачів власника генеруючого об'єкта, також забезпечує живлення інших споживачів, максимально допустима потужність об'єкта генерації зменшується в залежності від поточної схемно-режимної ситуації.

У разі перевищення пропускної здатності електричної мережі внаслідок підключення генеруючого джерела, допускається можливість заміни існуючого дроту на провід більшого перерізу. Це можливо за умови, що після заміни дроту механічні навантаження на опори лінії не перевищуватимуть допустимих значень. Зазвичай, заміна дроту здійснюється за рахунок власника електростанції.

При оцінці допустимості завантаження мережі також враховуються обмеження щодо номінального струму підстанційного обладнання, такого як силові вимикачі, роз'єднувачі, трансформатори струму тощо.

Таким чином, підключення об'єктів генерації до мережі СН залежить від численних факторів, включаючи поточну навантаженість фідерів та можливості модернізації мережевого обладнання, що забезпечує стабільну та безпечну роботу електричних систем.

2.6.1. Підключення об'єктів генерації на базі ВДЕ: вплив на втрати потужності в мережі

У багатьох випадках як додатковий критерій розглядається вплив генерації на втрати потужності в електричній мережі. Мережеві організації проводять додаткові розрахунки електричних режимів, щоб виявити вплив генеруючого об'єкта на втрати потужності в різних схемно-режимних ситуаціях. Згідно з існуючими вимогами, об'єкт генерації не повинен призводити до збільшення втрат потужності.

З точки зору розподілу потоків потужності в електричній мережі, підключення генерації поблизу центру живлення має незначний вплив на рівень втрат у лініях електропередачі. Однак, підключення генеруючих об'єктів до

віддалених точок фідерів може викликати збільшення втрат потужності через реверсивний потік.

Критерії та їх класифікація, описані в цьому розділі, наведені на рисунку 2.7, і вони дозволяють всебічно оцінити вплив на втрати потужності в різних умовах роботи мережі.

План для схеми, що зображає обмеження встановленої потужності генерації при технологічному приєднанні до розподільчої мережі:

1. Точка підключення:
 - Високовольтні лінії
 - Середньовольтні лінії
 - Низьковольтні лінії
 - Технічні критерії обмежень:
 - Номінальна потужність трансформаторів
 - Пропускна здатність ліній електропередач
 - Номінальний струм розподільчого обладнання
2. Режим роботи мережі:
 - Нормальний режим
 - Режим мінімальних навантажень
 - Режим максимального вироблення
 - Типи генеруючих об'єктів:
 - Відновлювані джерела енергії (ВДЕ)
 - Традиційні генератори
3. Критерії реверсивного потоку потужності:
 - Відстань до центру живлення
 - Потреби інших споживачів
 - Особливі умови:
 - Можливість модернізації ліній (наприклад, заміна проводів)
 - Короткочасні перевантаження обладнання
 - Регуляторні обмеження та стандарти:
 - Місцеві нормативні документи

- Міжнародні стандарти

4. Приклади за країнами:

- Обмеження в Європі
- Обмеження в Південній Кореї
- Обмеження в США

Ця схема охоплює всі важливі аспекти, які необхідно враховувати при технологічному приєднанні генеруючих об'єктів до розподільчої мережі. Це дозволяє ефективно планувати і управляти електричними мережами, забезпечуючи їх стабільну і безпечну роботу.

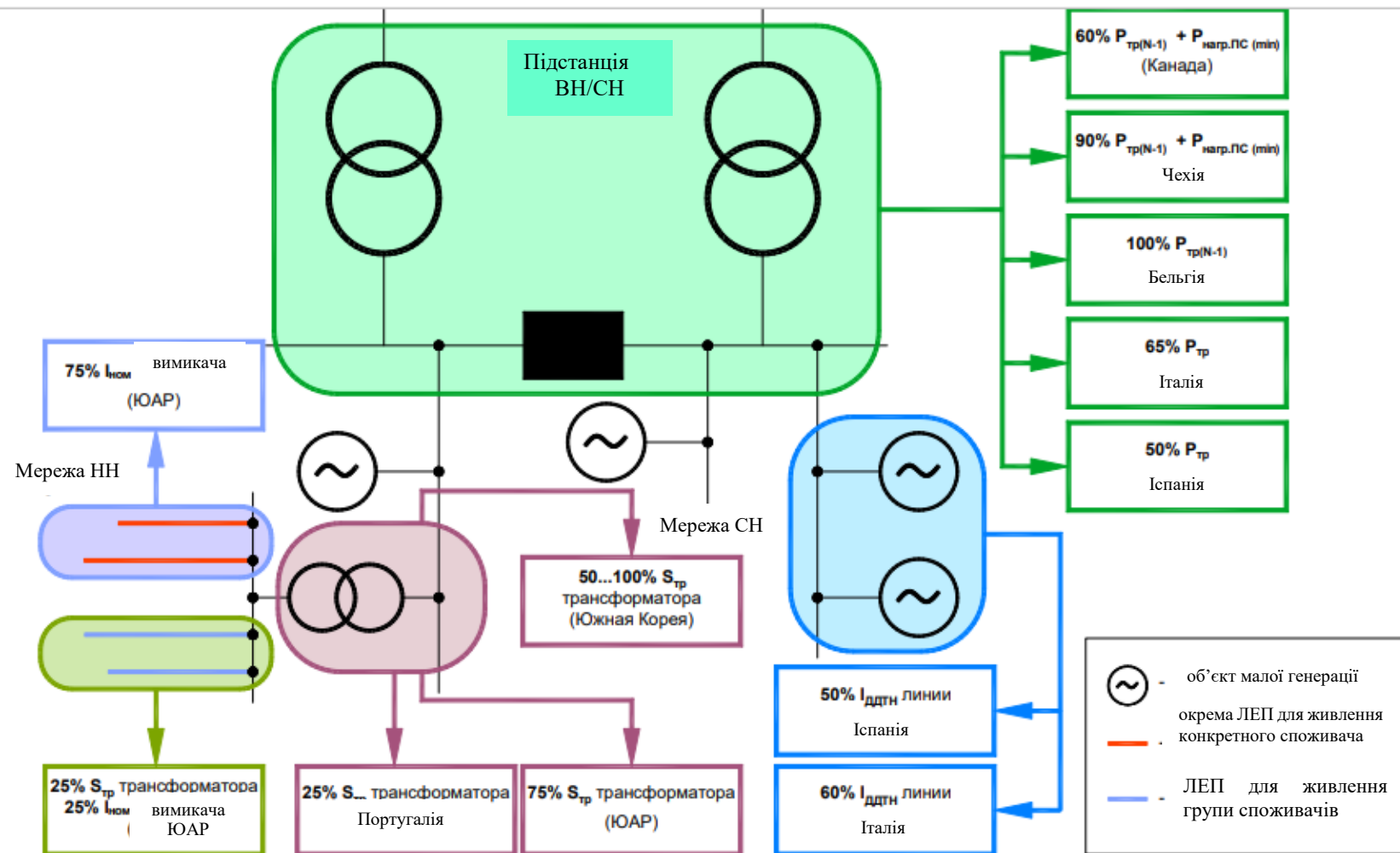


Рисунок 2.7. – Обмеження встановленої потужності генерації при технологічному приєднанні до розподільчої мережі

2.6.2. Узагальнення технічних вимог до підключення ВДЕ: досвід різних країн

Основні результати аналізу нормативно-технічних вимог, згруповані за основними критеріями з урахуванням обґрунтувань, наведені в таблиці 2.1.

Найбільш детально розробленим стандартом для підключення малої генерації на сьогоднішній день є міжнародний стандарт американського походження IEEE 1547, який складається з восьми частин. Перші чотири частини подібні до Правил влаштування електроустановок. Інші частини включають посібник з проектування установок власної генерації, а також науково-технічні додатки для дослідження впливу малої генерації на енергосистему.

Стандарт IEEE 1547 містить детальний опис технологічних проблем впровадження генерації малої потужності, у тому числі на базі відновлюваних джерел енергії (ВДЕ), в енергосистему і носить більш науково-технічний характер, ніж інженерний. Він задає типову структуру виконання проектів та різних видів діяльності у сфері власної генерації, у яку вписуються національні стандарти з конкретними характеристиками та чисельними значеннями. Варто зазначити, що цей стандарт не є обов'язковим навіть у США, але він широко використовується у сусідній Канаді.

Таблиця 2.1 - Технічні вимоги та причинно-наслідкові зв'язки

№	Характеристика		Обґрунтування
1	Режим роботи об'єкту, що генерується	Паралельно	Видача наявної потужності, участь у ринку електроенергії та потужності; стратегія розвитку енергетики ЄС до 2020, 2050 років.
		Ізольовано	Вимушена робота у віддалених районах; приватна власність
2	Напруга	ВН, СН, НН	Характеристики електричної мережі різних країн, що історично склалися.
	Топологія мережі		
	Режим нейтралі		
3	Рівень струмів короткого	ВН, СН, НН	Схемно-режимні умови, технічна політика мережевих

	замикання, що координується		компаній та системного оператора
4	Максимальна встановлена потужність об'єкту	НН, однофазний	Державна політика підтримки використання ВДЕ
		НН, трифазний	Державна політика підтримки побутових споживачів та малого бізнесу
		СН, ВН трифазний	Державна політика стимулювання, міжнародні екологічні угоди
5	Коефіцієнт потужності	Мін. індуктивний, мін. ємнісний	Правила проектування, розрахунок падіння напруги
6	Вимоги до якості електроенергії	зміни напруги; макс. рівень гармонік	IEC 50160, IEC 61000, IEEE 519
7	Релейний захист і автоматика	НН СН	ENS; історично сформовані принципи проектування релейного захисту
8	Інші вимоги	Регулювання частоти та потужності	Забезпечення вимог до режиму роботи електроенергетичної системи з високою часткою ВІЕ у структурі потужностей, що генерують.

Основним завданням електроенергетичної системи є забезпечення надійного постачання електроенергії споживачам. Динаміка змін електричного навантаження, яка зумовлена соціально-економічним розвитком регіонів, підкреслює необхідність своєчасного вирішення питань ефективного розвитку паливно-енергетичного комплексу (ПЕК).

Планування розвитку електроенергетики завершується створенням конкретних інвестиційних програм суб'єктів галузі, які покликані забезпечити прогнозований попит на електроенергію та потужність. На сьогоднішній день особливої уваги заслуговують генеруючі об'єкти на базі відновлюваних джерел енергії (ВДЕ). Вони сприяють покращенню показників інноваційного розвитку

ПЕК, підвищенню екологічних стандартів функціонування об'єднаної енергетичної системи (ОЕС), диверсифікації паливних балансів та, як наслідок, зміцненню енергетичної безпеки країни.

З огляду на швидкі темпи розвитку відновлюваної енергетики та стратегічні цілі, завдання оптимального розміщення генеруючих джерел на базі відновлюваних джерел енергії (ВДЕ) у регіональних електроенергетичних системах (ЕЕС) набуває особливої актуальності. Під час оптимізації розміщення, потужності та типу генеруючої установки, враховуючи основні вимоги до схем та програм розвитку електроенергетики, необхідно враховувати такі фактори:

- Характеристики аналізованої ЕЕС.
- Технологічні обмеження прилеглої електричної мережі.
- Енергетичний потенціал поновлюваних енергоресурсів.
- Економічні аспекти розвитку генерації на базі ВДЕ.
- Екологічні фактори.

Ці фактори забезпечують комплексний підхід до планування і розвитку енергетичних систем, сприяючи стійкому розвитку і ефективному використанню відновлюваних джерел енергії.

2.7. Оцінка та використання потенціалу ВДЕ

Під час оптимізаційного процесу для оцінки ефективності введення генеруючого об'єкта на базі відновлюваних джерел енергії (ВДЕ) необхідно спочатку ідентифікувати вихідні дані про енергетичні параметри первинного джерела енергії. Використання існуючих карт районування територій, наприклад, за інтенсивністю сонячного випромінювання, не забезпечує достатньої точності розрахунків. Це зумовлено тим, що такі карти не враховують геометрію руху Землі навколо Сонця залежно від пори року, особливості поширення сонячного випромінювання, а також кількість сонячного випромінювання, яке потрапляє на поверхню фотоелектричної панелі, зазвичай розташованої під кутом до поверхні Землі.

При використанні вітрових електростанцій (ВЕС) важливими факторами, що впливають на вироблення електричної енергії, є рельєф місцевості та висота розташування гондоли вітрової установки. Це також вимагає розробки методології уточнення доступного енергетичного потенціалу території.

Для оцінки доцільності будівництва фотоелектричної станції (ФЕС) спочатку необхідно визначити вихідні дані про параметри сонячного випромінювання для конкретного регіону. При цьому потрібно врахувати такі ключові фактори:

- Географічні та кліматичні особливості: Включають кількість опадів, сонячних і похмурих днів на рік.
- Геометрія руху Землі навколо Сонця: Враховує сезонні та добові зміни, а також астрономічні параметри.
- Фізичні особливості поширення сонячного світла: Описує, як сонячне випромінювання проходить через атмосферу Землі, враховуючи його спектр.
- Середня кількість енергії на одиницю поверхні: Визначається залежно від географічних координат і пори року.
- Тривалість світлового дня: Залежить від географічних координат аналізованої території.
- Оптимальний кут нахилу сонячної панелі: Визначається залежно від часу доби, координат і пори року.
- Фактори, що знижують ефективність сонячних панелей: Включають температуру повітря, коефіцієнт корисної дії накопичувача енергії, забруднення, затінення тощо.

Ці фактори забезпечують комплексний підхід до планування будівництва ФЕС, дозволяючи максимально ефективно використовувати доступний енергетичний потенціал території.

Серед факторів, що не стосуються географічних та фізичних параметрів сонячного випромінювання і фотоелектричних панелей, але важливих для прийняття рішення про будівництво електростанції, слід зазначити такі:

➤ **Наявність підходящого майданчика для розміщення електростанції:** Необхідно врахувати площу для розподільчого пристрою, сонячних панелей, відстані між рядами панелей та інші фактори.

➤ **Наявність потенційних споживачів електроенергії:** Важливо мати споживачів електричної енергії на даній території або можливість технологічного експорту енергії до дефіцитних енергорайонів.

➤ **Альтернативи будівництву електростанції:** Необхідно перевірити можливість застосування інших, більш дешевих технологій для забезпечення електропостачання.

Ці фактори відіграють ключову роль у визначенні доцільності будівництва фотоелектричної станції.

.

ВИСНОВКИ ДО РОЗДІЛУ 2:

Сучасні методи оцінки енергетичної продуктивності фотоелектричних систем дозволяють з високою точністю прогнозувати виробіток електроенергії. Використання алгоритмів машинного навчання та моделювання на основі історичних даних забезпечує ефективність цих систем.

Інтенсивність сонячного випромінювання є критичним фактором у визначенні потенціалу фотоелектричних систем. Сучасні інструменти вимірювання та моделювання дозволяють отримати точні дані про рівень сонячного випромінювання у різних регіонах, що сприяє ефективному розміщенню та експлуатації сонячних електростанцій.

Дослідження сонячного випромінювання на поверхні Землі включає аналіз його інтенсивності та спектру. Врахування сезонних та добових змін сонячного випромінювання дозволяє підвищити ефективність фотоелектричних систем і оптимізувати їх роботу.

Сучасні наукові підходи до планування розвитку енергетичних потужностей базуються на системних моделях, які враховують технічні та економічні аспекти. Ці моделі дозволяють прогнозувати обсяги виробництва електроенергії та оптимізувати розміщення генеруючих об'єктів.

Параметри встановленої потужності для підключення генерації на базі відновлюваних джерел енергії визначаються технічними характеристиками електричної мережі та умовами її експлуатації. Врахування цих параметрів дозволяє забезпечити стабільність та надійність роботи електроенергетичної системи.

Ці висновки відображають основні аспекти сучасних підходів до прогнозування ефективності фотоелектричних систем, забезпечуючи всебічне розуміння проблематики та можливостей її вирішення.

РОЗДІЛ 3. ОПТИМІЗАЦІЯ РЕЗЕРВІВ ПОТУЖНОСТІ ДЛЯ СОНЯЧНИХ ЕЛЕКТРОСТАНЦІЙ

3.1. Оптимізація архітектури сонячних електростанцій

За останні роки у світовій енергетиці спостерігається тенденція переходу від вуглецевих видів палива до відновлюваних джерел енергії (ВДЕ). Це включає комплекс заходів, спрямованих на зменшення кількості відходів, їх подальшу переробку та перехід на використання ВДЕ.

Світова практика демонструє можливості застосування ВДЕ як у великих електростанціях (ЕС), так і в розподіленій генерації (РГ). Впровадження розподіленої генерації потребує розробки відповідних законодавчих актів для можливості використання надлишків локально виробленої електроенергії у енергодефіцитних районах.

Застосування сонячних панелей для вироблення електроенергії розпочалося в середині минулого століття, і на сьогодні накопичено значний досвід у проектуванні сонячних електростанцій (СЕС). Проте, відсутність практичного досвіду та недосконалість законодавства у сфері ВДЕ нерідко призводили до помилок проектувальників та неефективного використання об'єктів генерації на основі ВДЕ.

Масове впровадження сонячних електростанцій (СЕС) у сферу розподіленої генерації почалося на межі 20-21 століття завдяки досягненням у напівпровідникових технологіях. Масове виробництво сонячних панелей та зниження їх вартості наблизило собівартість 1 кВт-год електроенергії, виробленої на СЕС, до собівартості електроенергії, виробленої на класичних теплових електростанціях.

Однією з проблем, що обмежувала застосування СЕС, було перетворення постійного електричного струму на змінний. Електромашинні підсилювачі, що використовувалися раніше, не відповідали вимогам надійності та забезпечення

показників якості електроенергії. Розвиток технології виробництва силових тиристорів дозволив налагодити масове виробництво інверторів.

Використання ВДЕ у розподіленій генерації ставить нові технічні завдання. Розвиток технологій виробництва знизив вартість сонячних панелей та вітрогенераторів малої потужності, зробивши їх доступними для громадян. Стає можливим сценарій, коли згруповані на локальній території окремі громадяни або малі підприємства можуть виступати як виробники та споживачі електроенергії.

Зважаючи на тісний зв'язок і різні графіки енергоспоживання, учасники групи можуть одночасно стикатися з надлишком або дефіцитом електроенергії. Через перерозподіл потужностей група зможе повністю задовольнити свої потреби і, за сприятливих погодних умов, постачати надлишки в розподільчі мережі. При цьому розподільчі міські або сільські електромережі з основних постачальників електроенергії стають резервними.

Для максимально ефективного використання надлишків розподіленої генерації для живлення споживачів у дефіцитних районах передбачається встановлення групових перетворювальних підстанцій. Перетікання потужності всередині таких груп будуть мінімальними. Одночасність моментів найбільш ефективного використання ВДЕ та моментів дефіциту потужності дозволить вирівняти графік навантаження як перетворювальних підстанцій, так і районних трансформаторних підстанцій. До того ж, встановлення одного інверторного перетворювача великої потужності для групи виробників дозволить знизити загальну вартість сонячної електростанції.

Відмінною особливістю використання відновлюваних джерел енергії (ВДЕ) є розміщення генеруючого обладнання на значній території. Вітряні та сонячні електростанції відносяться до розподіленої генерації. Оскільки одинична потужність агрегатів є невеликою, для забезпечення великої потужності застосовуються групування сонячних панелей та секціонування джерел на різних рівнях напруги.

В процесі накопичення досвіду проектування та практичного використання були виявлені основні проблеми та шляхи їх вирішення. Найчастіше прийняті конструктивні рішення не відповідають технічним характеристикам сучасної елементної бази і потребують доопрацювання.

Оптимізація структури сонячної електростанції включає наступні етапи:

1. Вибір числа щаблів перетворення напруги.
2. Вибір роду струму на внутрішніх ЛЕП станції.
3. Секціонування та побудова головної схеми.
4. Вибір потужності ТП.
5. Проектування модулів.
6. Розміщення ТП і ГПП біля.
7. Підключення до розподільних мереж.

Вибір напруги для передачі потужності здійснюється за традиційними методами. Номінальна напруга залежить від потужності транзиту та довжини лінії електропередачі (ЛЕП). Зазвичай, передача потужності до 1 МВт здійснюється при напрузі 10 кВ на відстань кілька кілометрів. Для транзиту потужності до 10 МВт використовується напруга 35 кВ, а для передачі більшої потужності на відстань до 100 км потрібна напруга 110 кВ. Таким чином, кількість перетворювальних та трансформаторних підстанцій залежить від пікової потужності генерації та напруги районних мереж, до яких підключено СЕС.

Для живлення електроприймачів потрібен змінний струм з номінальною напругою 0,4 кВ, який отримується за допомогою інвертора. Для живлення місцевих споживачів на напрузі 10 кВ необхідна підвищувальна трансформаторна підстанція 0,4/10 кВ. Частина приймачів СЕС може працювати на генераторній напрузі постійного струму 60 В.

На ринку представлено широкий вибір сонячних панелей від різних виробників з номінальними напругами 12, 24, 36, 48 та 60 В. Віддаваний струм варіюється від одиниць до десятків ампер, а максимальна потужність панелей не перевищує 500 Вт, причому потужність залежить від інтенсивності світлового

потoku. При навантаженні панелі її струм майже не зростає, а напруга падає до нуля. Транзит енергії територією електростанції здійснюється на постійному струмі, що полегшує підключення великої кількості джерел до загальних шин перетворювальної підстанції. Розподіл потужності між окремими джерелами виконується автоматично. При перевантаженні будь-якого генератора напруга на його висновках падає, і струм знижується.

Якщо здійснювати передачу електроенергії на змінному струмі, необхідно вирішити низку завдань для узгодження джерел під час роботи на загальне навантаження. По-перше, потрібно забезпечити синхронізацію та підтримання частоти струму після перетворювачів. Для злагодженої роботи великої кількості перетворювальних підстанцій необхідна централізована система управління, яка задає початкову фазу для всіх перетворювачів.

По-друге, постає проблема розподілу перетікань потужності від кількох перетворювачів або трансформаторів, підключених до шин низької напруги трансформатора підвищувальної підстанції (ГПП). У цьому випадку принцип саморегулювання не працює, один із інверторів або трансформаторів може потрапити в режим перевантаження, що призведе до спрацювання автоматики та відключення всієї ділянки. Такі ситуації можуть періодично виникати, що спричиняє нестабільну роботу електростанції.

По-третє, необхідно враховувати втрати напруги на внутрішніх лініях. При розміщенні панелей та модулів на різних відстанях змінюється довжина ЛЕП, її опір і величина струму, що віддається. Зміна потужності між окремими ділянками також може статися через коливання інтенсивності світлового потоку. Використання на одному майданчику сонячних панелей різних марок або виробників також створює проблеми узгодження при роботі на загальне навантаження. Основними способами підвищення надійності електропостачання споживачів у розподільчих мережах є секціонування, резервування та ранжування шин по вертикалі.

При використанні великої кількості об'єктів відновлюваних джерел енергії (ВДЕ) на великих сонячних електростанціях (СЕС) здійснюється угруповання

сонячних панелей у модулі, а модулі - в кластери. Кожна самостійна ділянка має власний інвертор та трансформатор. Для зменшення кількості інверторних перетворювачів їхня потужність підвищується до значень, обмежених максимальними струмами тиристорних ключів.

Сонячні панелі групують у модулі. У середині модуля сонячні панелі з'єднують у ланцюги послідовно, що підвищує напругу на висновках лінійки. Для збільшення струму кілька лінійок з'єднують паралельно. У кожному ланцюгу включають вирівнювальний резистор з опором 0,1 - 0,3 Ом, що дозволяє вирівняти струми у сусідніх лінійках.

В розподільчих мережах низької напруги стандартом передбачено діючу лінійну напругу 0,4 кВ. Для перетворення постійного струму в змінний необхідно отримати напругу на шинах постійного струму, рівну амплітуді лінійної напруги 564 В. Сонячні панелі «Silasolar-400vt» працюють з номінальною напругою 41 В, максимальний струм становить 10 А, напруга холостого ходу - 48 В. Усього одна лінійка з 15 панелей забезпечує напругу на виході 615 В. В одному модулі змонтовано 20 лінійок, що дає максимальний струм на виході 200 А.

Для підключення модуля до перетворювальної підстанції використовується кабель АВВГ 3х120. Довготривало допустимий струм для такого кабелю при прокладанні на повітрі становить 200 А. Пікова потужність модуля і максимальний струм будуть протікати в жилах кабелю лише опівдні, максимум протягом 2 годин. Активний опір струмопровідних жил кабелю становить 0,27 Ом/км. При максимальній довжині кабелю 200 м його опір дорівнюватиме 0,054 Ом. У режимі пікових навантажень падіння напруги на внутрішньому опорі кабелю складе 10 В. Теплова потужність, що виділяється в кабелі, становить 2,16 кВт або 10 Вт на погонний метр. Втрати на транзит складуть 2 %, що є прийнятним. Для зниження струму в ЛЕП необхідно підвищити напругу транзиту. Для цього у кожному кластері встановлюється підвищувальний трансформатор або трансформаторна підстанція (ТП). Використання серійних

трансформаторів 0,4/10 кВ вирішує проблеми з постачанням комплектуючих на етапі будівництва та забезпечує запасні частини під час експлуатації.

Модуль складається з 300 панелей, які у режимі постійного струму забезпечують пікову потужність 120 кВт. При спільній роботі з інвертором струм одного модуля розподіляється на три фази і буде меншим, ніж струм у ЛЕП. В результаті амплітуда струму в одному дроті становитиме 100 А, а на виході перетворювача електрична потужність знизиться приблизно до 76 кВт. Ці дані відносяться до пікових навантажень, що спостерігаються не більше 1-2 годин на добу. Решту часу інтенсивність сонячного випромінювання знижується, відповідно падає й електрична потужність модуля.

Підвищення потужності одного модуля виявляється недоцільним, оскільки це призводить до збільшення струму і зростання втрат. Зменшення потужності одного модуля призводить до зниження струму в лінії електропередачі (ЛЕП) та зменшення втрат електроенергії під час транзиту. Однак це також означає значне збільшення кількості модулів, трансформаторів і ЛЕП, що ускладнює систему та підвищує її вартість.

Секціонування шин і резервування панелей дозволяє підвищити надійність модуля і зменшити час простою під час ремонту. У кожному ланцюгу включається додаткова панель. У разі виходу з ладу будь-якої панелі вона буде замкнута за допомогою спеціальних чопперних ключів, тому ланцюг не розірветься і решта 14 панелей у ланцюгу продовжать працювати.

Ранжування встановлює послідовність відключення шин під час аварійних ситуацій. Аварійне відключення однієї ділянки або її виведення на плановий ремонт знижує максимальну потужність електростанції, але не зупиняє її роботу. Оскільки навантаження в енергосистемі постійно змінюється і рідко досягає максимуму, таке обмеження потужності найчастіше не впливає на електропостачання більшості споживачів.

Для класичної схеми сонячної електростанції (СЕС) після інверторних перетворювачів енергія повинна надходити на підвищувальні трансформаторні підстанції для зменшення струму і втрат під час передачі її віддаленим кінцевим

споживачам. Потужність СЕС можна поставити у залежність від площі, яку вона займає.

$$P_{EC} \sim S_{EC} \quad (3.1.)$$

де P_{EC} – потужність електростанції, кВт;

S_{EC} – площа, яку займає електростанція, м².

Для сучасних сонячних панелей Silasolar-400vt пікова питома потужність досягає 200 Вт/м². У середніх широтах, порівняно з півднем нашої країни, сонячна активність знижується, і пікова потужність зменшується до 100 Вт/м². З урахуванням конструктивної установки панелей, транспортних коридорів та розміщення об'єктів, середня потужність сонячної електростанції (СЕС) не перевищує 60 Вт/м². Це означає, що зі збільшенням потужності СЕС збільшаться площа території та відстані від перетворювальних підстанцій до трансформаторної підстанції. Це призведе до збільшення загальної довжини внутрішніх ліній електропередавання, що спричинить зростання втрат електроенергії на передачу всередині СЕС через збільшення активного опору ЛЕП.

Потужність теплових втрат у ЛЕП можна визначити за формулою:

$$\Delta P = I^2 \cdot R_{\Pi} \quad (3.2.)$$

де ΔP – втрати активної потужності, кВт;

I – струм в мережі, А;

R_{Π} – опір лінії електропередач, Ом.

Активний опір ЛЕП:

$$R_{\Pi} = \rho \cdot \frac{l}{s} \quad (3.3.)$$

де ρ – питомий опір матеріалу проводу, Ом·мм²/м;

l – довжина проводу, м;

s – перетин проводу, мм².

Аналіз (3.2) показує, що зменшення опору лінії можливе за рахунок використання матеріалів з високою електропровідністю, збільшенням перерізу струмопровідних жил та зменшенням довжини ЛЕП. На даний момент будівництво ЛЕП здійснюється з використанням мідних або алюмінієвих кабелів, причому застосування міді потребує обґрунтування. Перетин струмоведучих жил підбирається за максимально допустимим тривалим струмом нагрівання; рекомендовані значення струму наведені у довідкових даних. Завищення перерізу кабелів призводить до зростання капітальних витрат на будівництво СЕС та зниження загальних техніко-економічних показників.

З огляду на те, що електроенергія, вироблена на сонячних електростанціях (СЕС), не потребує витрат на паливо, ціна втрат електроенергії на транзит буде значно нижчою за витрати на кабельну продукцію. Цей метод зниження втрат електроенергії на транзит також є економічно невиправданим. Проектування СЕС "з нуля" на відкритій ділянці дозволяє застосовувати типові проекти, дотримуватися топології, вибирати ділянки прямокутної форми та розміщувати об'єкти в геометричному центрі ділянок. Такий підхід забезпечує мінімізацію довжини ЛЕП та зниження витрат на кабельну продукцію. Це, в свою чергу, знижує сумарний активний опір ліній та втрати електроенергії на транзит.

Проте такі сприятливі умови проектування майже ніколи не реалізуються на практиці. Типові проекти електростанцій на основі ВДЕ доводиться адаптувати до місцевих умов, враховуючи рельєф місцевості, русла річок, зони підтоплення, лісові масиви, болотисті ґрунти та круті схили гір. Об'єкти ВДЕ часто поєднуються із сільськогосподарськими угіддями, сонячні електростанції розміщуються на пасовищах, а вітрові електростанції будуються на ріллі.

СЕС необхідно розміщувати якомога ближче до споживачів електроенергії, тобто біля великих міст і промислових підприємств. Проте в межах міст зазвичай немає вільних земельних ділянок. Розміщення сонячних панелей на стінах і дахах будівель не дозволяє повністю покрити потреби в електроенергії та вирішує завдання лише малопотужних споживачів. У промисловій зоні часто

трапляються викиди пилу, сажі, вологи та агресивних речовин, які негативно впливають на працездатність СЕС.

Доводиться враховувати межі населених пунктів, смуги відчуження комунікацій, траси автомобільних і залізниць тощо. В результаті територія СЕС може бути розділена на кілька ділянок неправильної форми, які розташовані на великій відстані одна від одної. Окремі модулі або ділянки матимуть різну потужність, розташовуватимуться на різній відстані і матимуть різний опір ЛЕП.

Через різний опір ліній при однаковій напрузі на виході панелей струм і потужність можуть відрізнятись. На ефективність сонячних панелей також впливають фактори, такі як мінлива хмарність, опади, запиленість тощо. В результаті розподіл потужності генерації по території буде нерівномірним. Завдання розрахунку втрат електроенергії на транзит у внутрішніх лініях, витрати електроенергії на власні потреби, а також оптимізація структури СЕС стає складним.

Для визначення оптимального місця розташування головної понижувальної підстанції (ГПП), інверторних та трансформаторних підстанцій, автори пропонують запровадити поняття центру електричної генерації (ЦЕГ). ЦЕГ – це точка на плані електростанції, де зосереджена сумарна потужність усіх джерел, розміщених на виділеній території. Координати ЦЕГ у заданому інтервалі часу можна визначити за формулами:

$$X_c = \frac{\sum P_j \cdot t_j \cdot x_j}{\sum P_j \cdot t_j} \quad (3.4.)$$

де P_j – середня потужність генерації j -го джерела заданий інтервал часу, кВт;

t_j - тривалість інтервалу часу, год;

x_j - координати j -го джерела, м.

Центр електричної генерації (ЦЕГ) не є статичним і може змінювати своє положення з часом. Зміна потужності, що генерується різними модулями, час їх роботи, аварійні відключення модулів та ліній електропередавання (ЛЕП)

призводять до дрейфу ЦЕГ у межах певного еліпса розсіювання. За аналогією з центром електричних навантажень (ЦЕН), який використовується при проектуванні систем електропостачання, встановлення інверторів та підвищувальних трансформаторів у ЦЕГ дозволить зменшити довжину ЛЕП та мінімізувати втрати при передачі електроенергії всередині СЕС.

Аналіз методів визначення ЦЕН свідчить про можливість їх застосування для визначення центрів електричної генерації. Групу малопотужних джерел (модулі сонячних панелей, вітрогенератори), розподілених по площі, можна замінити точками (об'єктами) одиничної генерації. У більшості випадків, при розгляді конкретної електростанції, застосовуються одиничні елементи генерації одного типу і потужності. Це означає, що при визначенні ЦЕГ використовуватимуться однакові вагові коефіцієнти одиничної генерації.

Ситуація ускладнюється, коли на сусідніх ділянках використовуються сонячні панелі з різними технічними характеристиками. Будівництво великих об'єктів часто розбивається на етапи, і на кожному етапі можуть змінюватися підрядники та постачальники обладнання. У процесі поточного ремонту або реконструкції також може виконуватись заміна комплектуючих на більш сучасні з покращеними характеристиками.

Таким чином, визначення центру електричної генерації (ЦЕГ) для сонячних електростанцій (СЕС) зводиться до вирішення класичного транспортного завдання. Цю методику можна успішно застосовувати як для окремих ділянок при визначенні місця встановлення трансформаторних підстанцій, так і для СЕС у цілому, зокрема для розміщення головної понижувальної підстанції (ГПП). На сьогоднішній день найбільше поширення визначення центру електричних навантажень (ЦЕН) отримав метод, описаний у роботах Федорова А.А. та Каменевої В.В.

Спочатку цей метод базувався на застосуванні методу центру мас складної фізичної системи, де кожне навантаження представлялося рівновисокими циліндрами, площа основи яких була пропорційна потужності навантаження.

Метод отримав широке розповсюдження завдяки своїй простоті, хоча в наступних роботах авторів його математичний апарат значно ускладнився.

Останнім часом у практиці проектування систем електропостачання районів набув популярності метод розподілених питомих потужностей. Цей метод базується на представленні навантажень у вигляді фігур обертання деякої функції навколо осі, яка проходить через точку з координатами конкретного навантаження. Зміна параметрів розподілу питомих потужностей на аналізованій ділянці дозволяє визначити як локальні, так і глобальний центр електричних навантажень (ЦЕН). Базова функція виглядає наступним чином:

$$P_{\text{пит}}(x, y) = P_i \cdot \frac{1}{2 \cdot \pi \gamma} \cdot e^{-\frac{(x-a)^2 + (y-b)^2}{2 \cdot \gamma^2}} \quad (3.5.)$$

де $P_{\text{пит}}(x, y)$ – питома потужність у кожному точці аналізованої площі, при розподілі навантаження P_i , кВт/м²;

P_i - активна потужність навантаження або об'єкта одиничної генерації;

a, b - координати об'єкта одиничної генерації (осі обертання), м;

γ - характеристика розподілу питомих потужностей на аналізованої площі, м.

Зовнішній вигляд фігури обертання подано на рис. 3.1:

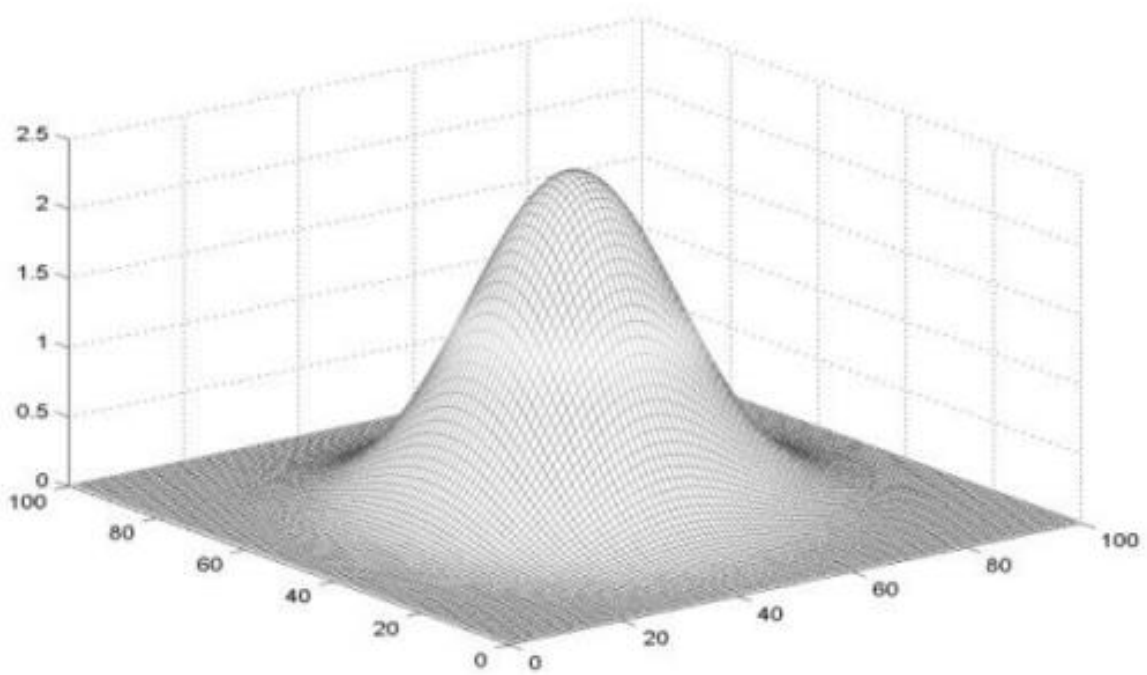


Рисунок 3.1. – Залежність питомої потужності навантажень від координат

Об'єм фігури під криволінійною поверхнею відповідає сумарній встановленій потужності всіх джерел, розташованих на території СЕС. Об'єм циліндра з одиничною площею основи дорівнює сумарній потужності генерації у заданих координатах. Характеристика розподілу γ – це відстань від осі обертання до поверхні фігури, визначена у точці перегину поверхні. Характеристика розподілу дозволяє підібрати одиничну потужність силового обладнання, такого як трансформатори та інвертори, розміщені в центрі фігури обертання.

Розглянемо загальний випадок, коли одиничні потужності об'єктів розподіленої генерації відрізняються один від одного і мають нерівномірний розподіл по території. Проведемо моделювання СЕС із 9 кластерів, розташованих на площі 1000x1000 м у випадково вибраних кліматичних умовах. Для інтервалу часу 24 години розподіл питомої потужності на прикладі буде виглядати наступним чином (рис. 3.2).

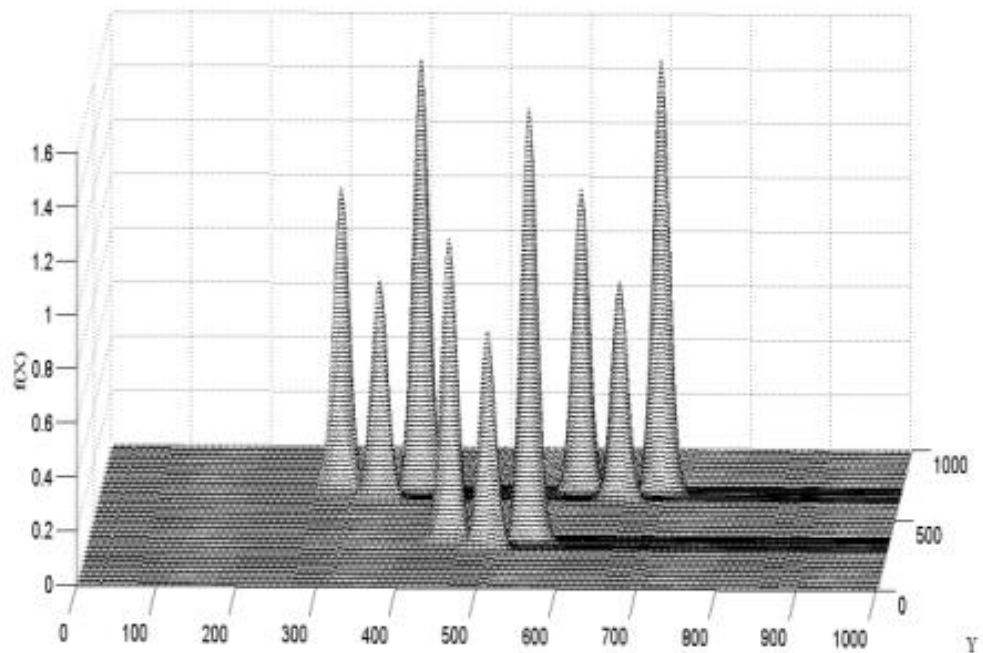


Рисунок 3.2. – Розподіл питомої потужності генерації по території електростанції при $\gamma = 6$

На графіку (рис. 3.2) координати піків збігаються з центрами електричної генерації (ЦЕГ) кластерів, а висота піків приблизно відповідає потужності модулів, об'єднаних у кластер. Зміна меж кластерів дозволяє вирівняти їх потужності, при цьому координати піків також змінюються. Таке оптимальне підключення модулів дозволяє уніфікувати силове обладнання. Використання однакових трансформаторів, інверторів та вимикачів суттєво полегшує вирішення різних проблем у процесі експлуатації.

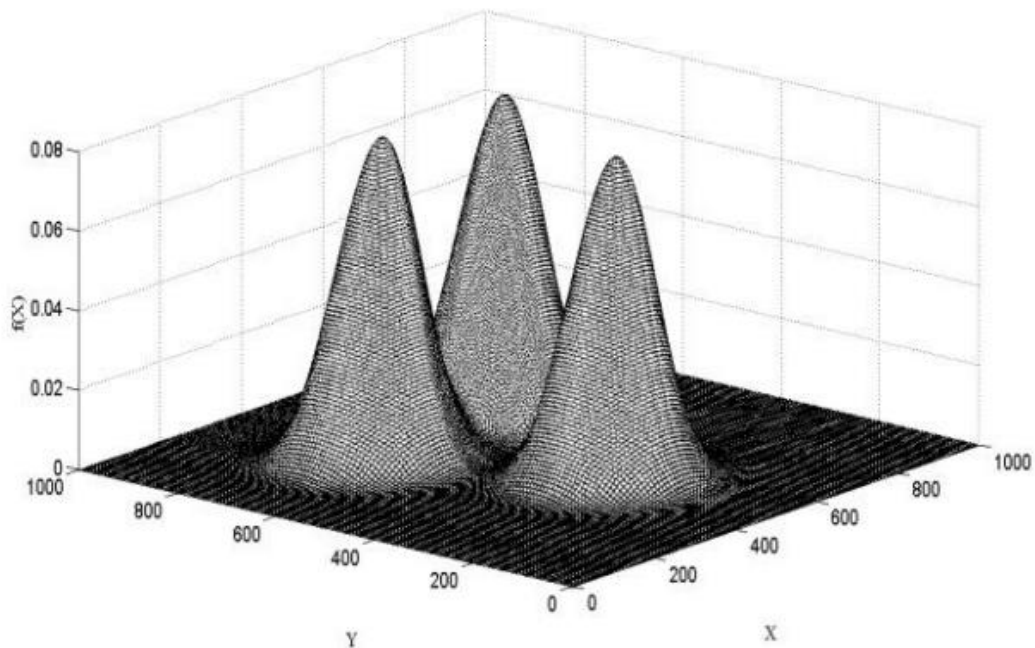


Рисунок 3.3. – Графік питомої потужності генерації електростанції при $\gamma = 70$

Координати нових вершин можна розглядати як локальні центри, де можна встановити інверторні перетворювачі та проміжні трансформаторні підстанції більшої потужності. Подальше збільшення значення характеристики призведе до розподілу питомої потужності у вигляді одновершинної поверхні (рис. 3.1). Координати вершини цієї поверхні і будуть координатами центру електричної генерації (ЦЕГ) СЕС, а головну понижувальну підстанцію (ГПП) 10/110 кВ слід розміщувати якомога ближче до ЦЕГ.

Якщо СЕС займає велику територію та має значну потужність, розподіл на рис. 3.3 та координати вершин ЦЕГ вказують на надто високу потужність кластерів. Значення струмів та відстані від крайніх модулів до трансформаторної підстанції (ТП) будуть більшими. Моделювання показує, що перехід від розподілу на рис. 3.2 до рис. 3.3 призведе до зростання струмів на внутрішніх лініях та значного збільшення теплових втрат. Для СЕС потужністю понад 100 МВт розподіл на рис. 3.3 свідчить, що оптимальним рішенням буде впровадження трьох ГПП у структуру. Координати розміщення ГПП збігаються з вершинами піків на рис. 3.3. Передача електричної потужності в районні

розподільчі мережі здійснюватиметься через відпаювання від районних мереж до ГПП 10/110 кВ.

Зважаючи на те, що в типових проектах СЕС головна підстанція, яка підвищує напругу, зазвичай розташовується на межі ділянки, що займається СЕС, можна зробити висновок про її неоптимальне розташування. Перенесення підстанції до центру електричної генерації (ЦЕГ) (рис. 3.1) шляхом зменшення сумарної довжини ліній електропередач для розглянутого прикладу дозволить знизити втрати на передачу енергії на 16%.

Варто зазначити, що результати застосування обох наведених методів для визначення глобального ЦЕГ є однаковими. Однак тільки другий метод дозволяє визначати локальні ЦЕГ без виконання додаткових розрахунків для поділу об'єктів одиничної генерації на групи.

Величина втрат значною мірою залежить від струму в ЛЕП. Зменшити ці втрати можна, зменшуючи струм у ЛЕП шляхом підвищення напруги передачі до головної підстанції, яка підвищує напругу. Для цього до структури СЕС разом з інверторними перетворювачами включаються проміжні трансформаторні підстанції потужністю 2 МВт.

Передача електроенергії від модулів до інверторів і трансформаторних підстанцій (ТП) здійснюється на постійному струмі з напругою 600 В, причому струм у ЛЕП, що з'єднує модулі з ТП, досягає 200 А. Ця відстань зазвичай невелика і не перевищує 160 м. Передача потужності від ТП до головної підстанції (ГПП) здійснюється змінним струмом з напругою 10 кВ. Струм у ЛЕП досягає 300 А, а відстань передачі не перевищує 1 км для СЕС з піковою потужністю 24 МВт. Передача електроенергії на напрузі 10 кВ територією СЕС дозволяє знизити втрати на передачу енергії на 42% порівняно з напругою постійного струму.

Отже, можна зробити наступні висновки:

Залежно від сумарної встановленої потужності модулів, у структурі СЕС може бути 2, 3 чи 4 рівні напруги. Оптимальна кількість ступенів перетворення визначається параметрами силового обладнання.

Чим більша встановлена потужність сонячної електростанції (СЕС), тим більша площа її території, що ускладнює ефективне використання потужності об'єктів одиначної генерації. Це пов'язано з втратами, які неминуче виникають під час передачі енергії від кожного об'єкта до головної підстанції, яка підвищує напругу.

Для зниження втрат на передачу всередині СЕС, головну підстанцію доцільно розміщувати в центрі електричної генерації (ЦЕГ). Визначення ЦЕГ можливе за допомогою методів, які використовуються для визначення центрів електричних навантажень (ЦЕН).

Застосування методу розподілених потужностей дозволяє визначити координати як глобального, так і локальних ЦЕГ. Це, у свою чергу, дозволяє ефективно використовувати ці координати для встановлення інверторних перетворювачів та проміжних трансформаторних підстанцій.

Розміщення підстанцій у ЦЕГ забезпечує зменшення сумарної довжини ліній електропередач, що призводить до зниження втрат електроенергії на 16%. Також, такий підхід дозволяє уніфікувати силові обладнання, використовуючи однакові трансформатори, інвертори та вимикачі, що значно спрощує експлуатацію та технічне обслуговування СЕС.

Важливо враховувати, що для великих СЕС з високою встановленою потужністю та великою територією, доцільно впроваджувати кілька головних підстанцій для зменшення втрат та покращення надійності електропостачання. Використання методів визначення ЦЕГ дозволяє оптимально розміщувати ці підстанції, знижуючи загальні втрати та підвищуючи ефективність роботи СЕС.

В структурі великої сонячної електростанції (СЕС), яка має значну потужність, велику площу території та значну віддаленість ділянок, може бути кілька головних підстанцій (ГПП), розташованих на відстані кількох кілометрів одна від одної вздовж траси районних розподільних мереж.

Таким чином, використання локальних центрів електричної генерації (ЦЕГ) дозволяє побудувати складну систему зв'язків всередині СЕС, яка може бути представлена у вигляді ненаправленого графа. Ця система дає змогу знизити

втрати електроенергії всередині СЕС та максимально ефективно використовувати потужності об'єктів одиначної генерації.

Розглядаючи деталі такої системи, можна побачити, що кожен локальний ЦЕГ стає точкою концентрації для встановлення інверторів та проміжних трансформаторних підстанцій, що забезпечує оптимальний баланс між генерацією та споживанням енергії. Також це зменшує довжину ліній електропередавання, що позитивно впливає на загальні техніко-економічні показники електростанції.

Для великих СЕС, що розташовані на територіях з різними кліматичними умовами та неоднорідним рельєфом, особливо важливо оптимізувати місця розташування ГПП та інших ключових компонентів інфраструктури. Це дозволяє знизити витрати на будівництво і експлуатацію, забезпечує стабільність та надійність енергопостачання, а також сприяє зменшенню впливу на навколишнє середовище завдяки ефективнішому використанню ресурсів.

Загалом, інтеграція локальних ЦЕГ у структуру великих СЕС є ключовим фактором для підвищення ефективності та надійності роботи таких комплексів. Це підтверджується багатьма дослідженнями та практичним досвідом проектування і експлуатації сучасних СЕС.

3.2. Фотоелектричні станції та резерви потужності: аналіз взаємодії

Для визначення обсягів резервів активної потужності при короткостроковому плануванні необхідно встановити нормативний обсяг резервів вторинного регулювання на завантаження, який дорівнює найбільшому із наступних значень:

Розрахунковий небаланс потужності, що виникає через відключення генеруючого обладнання з найбільшою робочою потужністю в області регулювання;

Нерегулярні відхилення активної потужності, що фактично є помилками прогнозу навантаження, та динамічна похибка регулювання балансу потужності,

спричинена інерційністю роботи автоматичних регуляторів частоти і потужності (АРЧМ).

Розрахунок нерегулярних відхилень активної потужності та динамічної похибки регулювання балансу потужності виконується для кожної області регулювання за допомогою спеціальних формул, що дозволяють врахувати всі ключові параметри та умови. Ці розрахунки є критично важливими для забезпечення надійної і стабільної роботи енергосистем, адже вони дозволяють заздалегідь оцінити потенційні небезпеки та підготуватися до можливих відхилень.

Розширення та вдосконалення методів розрахунку резервів активної потужності дозволяє покращити точність прогнозування та ефективність управління енергосистемами. Це включає врахування таких факторів, як:

- Сезонні та добові коливання споживання електроенергії;
- Технічні особливості генеруючих об'єктів та мережевої інфраструктури;
- Необхідність оперативного реагування на змінні умови та можливі аварійні ситуації.

Впровадження сучасних методик та інструментів для планування резервів активної потужності сприяє підвищенню загальної стабільності та надійності роботи енергосистем, що є ключовим аспектом для забезпечення сталого розвитку та енергетичної безпеки.

$$P_R = k \cdot \sqrt{P_H} \quad (3.6.)$$

де P_H – активна потужність споживання, МВт;

k - коефіцієнт, що залежить від швидкості зміни споживання активної потужності у сфері регулювання.

Значення коефіцієнта k приймається рівним 6 - в години змінної частини графіка навантаження (диспетчерські інтервали, на яких швидкість зміни споживання в області регулювання складає більше 3% від P_H на годину) 3 в інші години доби.

Аналізуючи метод розрахунку резерву вторинного регулювання на завантаження, можна зробити висновок, що у разі відключення генеруючого обладнання та помилок у прогнозуванні навантаження, обсягу резерву вторинного регулювання може бути недостатньо для компенсації сумарного небалансу. В такому випадку частина небалансу покриватиметься резервами третинного регулювання.

➤ Нормативний обсяг резерву третинного регулювання на завантаження визначається на основі таких факторів:

➤ Обсяг резерву на завантаження, необхідний для відновлення обсягу резерву вторинного регулювання;

➤ Статистична величина похибки прогнозування споживання активної потужності, яка варіюється від 0,5% до 2,5% від прогнозованої потужності споживання в області регулювання;

Розрахунковий небаланс потужності, що виникає внаслідок відключення генеруючого обладнання з найбільшою робочою потужністю в області регулювання, яка є другою за величиною встановленою потужністю після тієї, що враховується під час формування резерву вторинного регулювання.

Розширимо цей аналіз, щоб надати більш детальне уявлення про ключові аспекти:

➤ Резерв вторинного регулювання: Основна функція цього резерву полягає у швидкому відновленні балансу між генерацією та споживанням електроенергії після виникнення небалансів. Проте у разі великих відхилень, зокрема через аварійне відключення великих генераторів, може знадобитися залучення третинного регулювання.

➤ Резерв третинного регулювання: Цей резерв покриває більш довготривалі та суттєві відхилення, відновлюючи резерви вторинного регулювання і забезпечуючи стабільність енергосистеми на більш тривалих часових проміжках.

Він розраховується з урахуванням:

- Потреби у відновленні резервів вторинного регулювання після їх використання.
- Помилки у прогнозуванні споживання, які можуть бути викликані різними факторами, такими як зміни погодних умов або несподівані зміни в споживанні.
- Небалансу, що виникає через відключення найбільшого обладнання після вже врахованого відключення в резерві вторинного регулювання.

Такі підходи забезпечують надійність та гнучкість енергосистеми, дозволяючи швидко реагувати на зміни та підтримувати стабільну роботу в умовах змінних навантажень та можливих аварійних ситуацій.

Аналіз методу розрахунку резерву третинного регулювання на завантаження показує, що помилки в прогнозуванні навантаження компенсуються саме резервами третинного регулювання. Водночас статистична похибка прогнозування споживання активної потужності може непрямо враховувати і помилки прогнозування генерації фотоелектричних станцій (ФЕС).

Модель оцінки ризиків виникнення небалансу потужності

Для більш точної та коректної оцінки резервів третинного регулювання (про вторинне треба дізнатися, чому в ньому не враховуються помилки прогнозу навантаження) можна запропонувати таку модель.

Якщо не враховувати обмеження пропускної спроможності елементів мережі та втрати потужності в мережі, а також перетікання потужності з сусідніми енергосистемами, рівняння балансу потужності для енергосистеми до складу до якої входять ФЕС, може бути представлено виразом:

$$P_H(t) = P_{ТГ}(t) + P_{СЗС}(t) \quad (3.7.)$$

де $P_H(t)$ - потужність навантаження енергосистеми в момент часу t ;

$P_{ТГ}(t)$ - потужність електростанцій на базі традиційних джерел палива в момент часу t ;

$P_{СЗС}(t)$ - потужність ФЕС у момент часу t .

Усі складові виразу (3.7) у момент часу t можуть характеризуватись фактичними значеннями величин, прогнозними значеннями величин, а також помилками прогнозних величин щодо фактичних.

Величини потужності навантаження та потужності генерації ФЕС розглядаються як безперервні випадкові величини. Потужність електростанцій, що використовують традиційні джерела енергії, сприймається як дискретна випадкова величина:

$$\begin{aligned} P_H^\Phi(t) &= P_H^\Pi(t) + \varepsilon_H(t) \\ P_{TG}^\Phi(t) &= P_{TG}^\Pi(t) - \varepsilon_{TG}(t) \text{ при } \varepsilon_T(t) > 0 \\ P_{CЗC}^\Phi(t) &= P_{CЗC}^\Pi(t) + \varepsilon_{CЗC}(t) \end{aligned} \quad (3.8)$$

де $P_H^\Phi(t)$ - фактичне значення потужності навантаження енергосистеми момент часу t ;

$P_H^\Pi(t)$ - прогнозне значення потужності навантаження енергосистеми в момент часу t ;

$\varepsilon_H(t)$ - помилка прогнозу потужності навантаження енергосистеми в момент часу t може приймати як позитивні, так і негативні значення;

$P_{TG}^\Phi(t)$ - фактичне значення потужності електростанцій, які використовують традиційні джерела енергії, на момент часу t ;

$P_{TG}^\Pi(t)$ - значення планової потужності електростанцій, що використовують традиційні джерела енергії, на момент часу t ;

$\varepsilon_{TG}(t)$ - фактичне значення потужності ФЕС у момент часу t ;

$P_H^\Pi(t)$ - прогнозне значення потужності ФЕС у момент часу t ;

$\varepsilon_{CЗC}(t)$ - помилка прогнозу потужності ФЕС у момент часу t може приймати як позитивні, так і негативні значення.

Імовірність виникнення події, що відповідає тому, що потужність навантаження в момент часу t перевищуватиме потужність генерації, можна назвати ризиком і позначити $R(t)$. Величину $R(t)$ можна виразом:

$$R(t) = P \left(P_H^\Phi(t) > P_{TG}^\Phi(t) + P_{CЗC}^\Phi(t) \right) \quad (3.9)$$

де $R(t)$ - ризик того, що потужність навантаження перевищуватиме сумарну потужність генерації у момент часу t .

Враховуючи вираз (3.9), можна записати:

$$R(t) = P(P_H^{\Pi}(t) + \varepsilon_H(t) > P_{\Gamma\Gamma}^{\Pi}(t) - \varepsilon_{\Gamma\Gamma}(t) + P_{\text{СЗС}}^{\Pi}(t) + \varepsilon_{\text{СЗС}}(t)) = \\ P(P_H^{\Pi}(t) - P_{\Gamma\Gamma}^{\Pi}(t) - P_{\text{СЗС}}^{\Pi}(t) + \varepsilon_H(t) + \varepsilon_{\Gamma\Gamma}(t) - \varepsilon_{\text{СЗС}}(t) > 0) \quad (3.10.)$$

Оскільки з рівняння балансу потужності випливає, що $P(P_H^{\Pi}(t) - P_{\Gamma\Gamma}^{\Pi}(t) - P_{\text{СЗС}}^{\Pi}(t) = 0)$, отримуємо вираз для ризику перевищення потужністю навантаження сумарну потужність генерації в момент часу t :

$$R(t) = P(\varepsilon_H(t) + \varepsilon_{\Gamma\Gamma}(t) - \varepsilon_{\text{СЗС}}(t) > 0) \quad (3.11.)$$

У разі наявності в енергосистемі резервів потужності величина ризику знижується, оскільки сумарна помилка $\varepsilon(t) = \varepsilon_H(t) + \varepsilon_{\Gamma\Gamma}(t) - \varepsilon_{\text{СЗС}}(t)$ повинна перевищувати обсяг нормативного резерву. При цьому величина ризику дорівнює:

$$R_0(t) = P(\varepsilon_H(t) + \varepsilon_{\Gamma\Gamma}(t) - \varepsilon_{\text{СЗС}}(t) > P_R) \quad (3.12)$$

де $R_0(t)$ – ризик того, що потужність навантаження перевищуватиме сумарну потужність генерації в момент часу t за наявності в енергосистемі резерву потужності P_R ;

P_R – обсяг нормативного резерву потужності.

Використовуючи властивість ймовірності $P(X \geq x) = 1 - F_X(x)$, отримуємо:

$$R_0(t) = 1 - F_E(P_R) \quad (3.13.)$$

де $F_E(\varepsilon)$ – функція розподілу сумарної помилки ε .

Для визначення функції розподілу сумарної помилки F_E необхідно знати функції розподілу складових її помилок. Для помилки прогнозу потужності навантаження енергосистеми ε_H можна висунути гіпотезу про нормальний розподіл помилок (це розподіл залежатиме від методу прогнозування і від того, на скільки годин вперед виконується прогноз).

Для визначення закону розподілу помилки прогнозу потужності ФЕС $\varepsilon_{\text{СЗС}}(t)$ були побудовані емпірична функція розподілу та емпірична щільність розподілу помилок за даними 23 651 спостережень, які є різницею фактичних значень та прогнозів потужності ФЕС, що видається. Функція розподілу представлена на рисунку 3.4, щільність ймовірності розподілу представлена на рисунку 3.5.

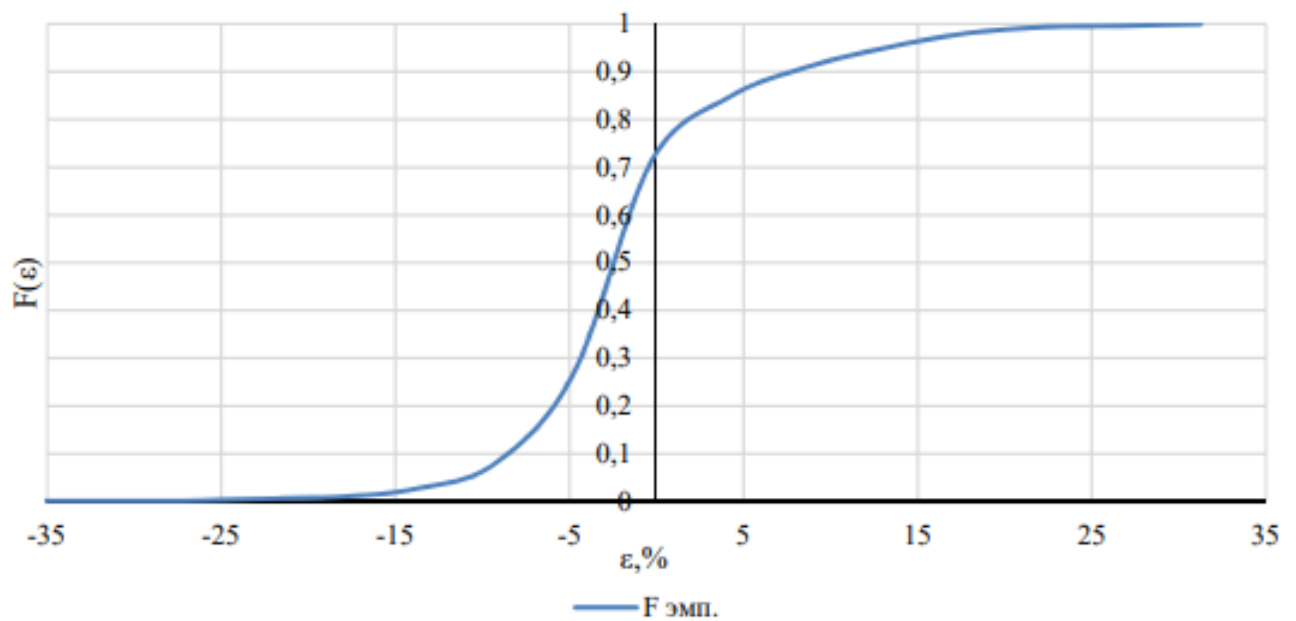


Рисунок 3.4. – Функція розподілу величини $\varepsilon_{\text{СЗС}}$

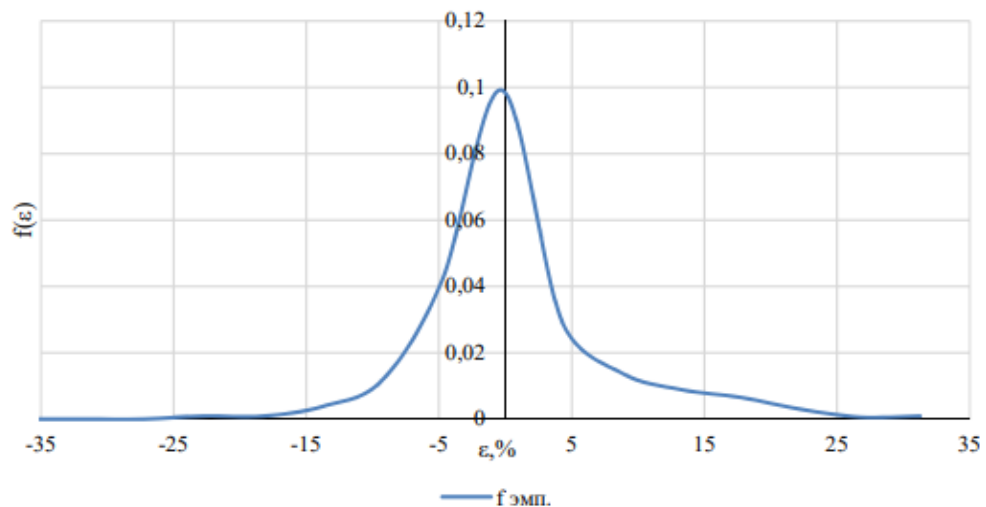


Рисунок 3.5. – Щільність ймовірності розподілу величини $\varepsilon_{\text{СЗС}}$

Як теоретичні розподіли, що дозволяють отримати аналітичний опис отриманого емпіричного розподілу, були розглянуті нормальний розподіл, розподіл Лапласа, розподіл Джонсона.

Функція щільності ймовірності нормального розподілу:

$$f(x) = \frac{1}{\sigma \cdot \sqrt{2\pi}} \cdot e^{-\frac{(x-\mu)^2}{2\sigma^2}} \quad (3.14)$$

де σ і μ – параметри розподілу.

При оцінці параметрів розподілу було отримано значення $\sigma = 4,03$ та $\mu = 0$. Порівняння функції нормального розподілу та емпіричної функції розподілу представлено на рисунку 3.6.

Порівняння щільності ймовірності нормального та емпіричного розподілу представлено рисунку 3.7.

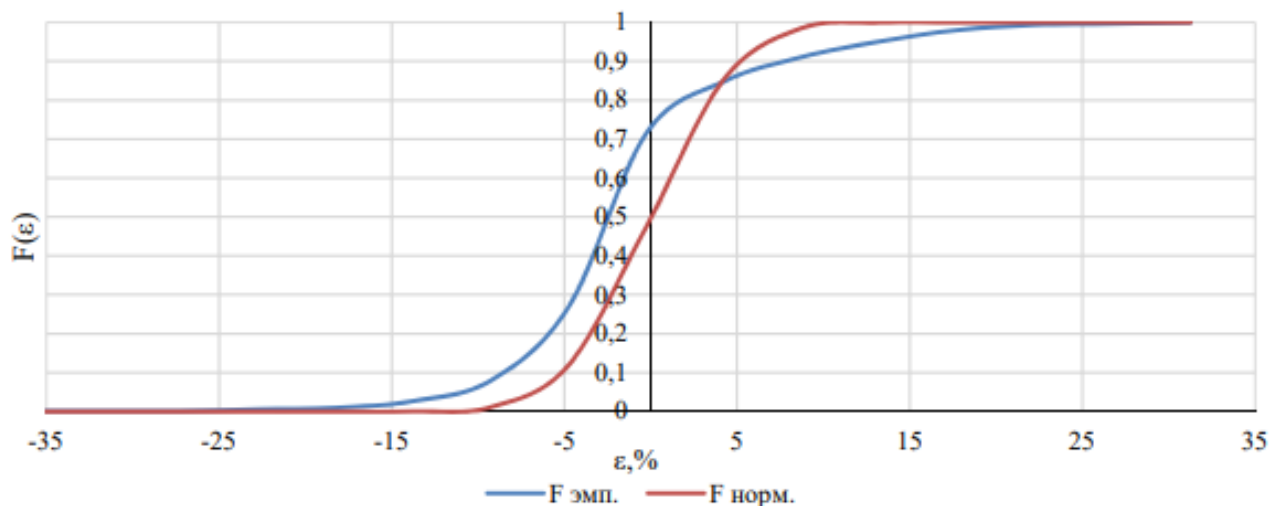


Рисунок 3.6. – Порівняння функції нормального та емпіричного розподілу

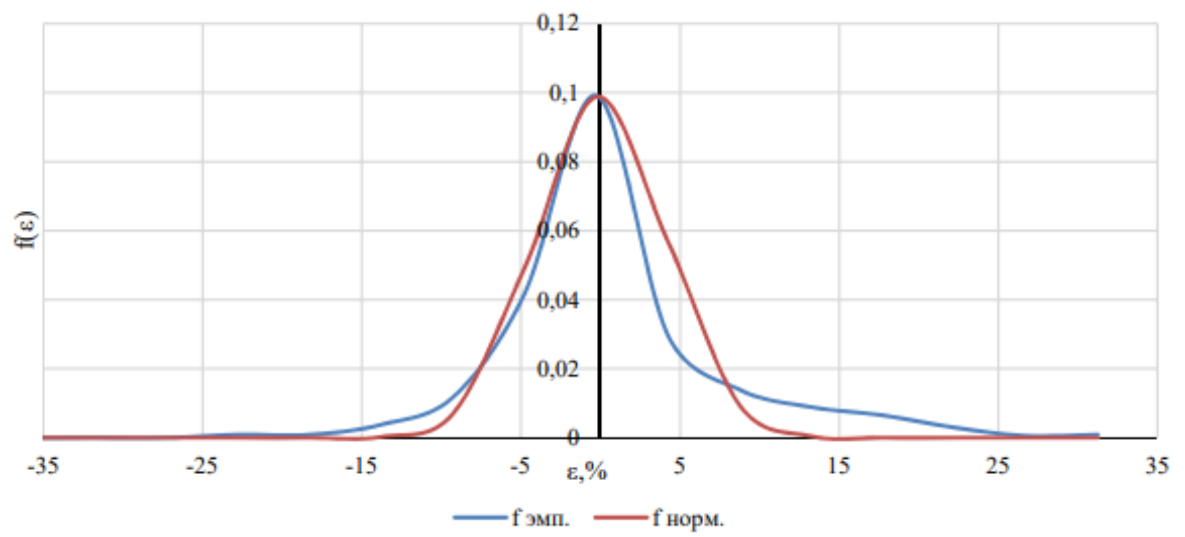


Рисунок 3.7. – Порівняння щільності ймовірності нормального та емпіричного розподілу

ВИСНОВКИ ДО РОЗДІЛУ 3:

У розділі «Оптимізація резервів потужності для сонячних електростанцій» розглянуто ключові аспекти, пов'язані з оптимізацією архітектури сонячних електростанцій (СЕС) та аналізом взаємодії фотоелектричних станцій з резервами потужності в енергосистемах. Основні висновки можна підсумувати так:

Правильне розташування ключових елементів СЕС, зокрема головних підстанцій (ГПП), трансформаторних підстанцій (ТП) та інверторних перетворювачів у центрі електричної генерації (ЦЕГ), дозволяє мінімізувати втрати електроенергії на її передачу всередині станції.

Використання централізованих та локальних ЦЕГ сприяє уніфікації силового обладнання та підвищенню ефективності роботи електростанції.

За допомогою сучасних методів моделювання та оптимізації можна значно поліпшити техніко-економічні показники СЕС, враховуючи особливості рельєфу, кліматичні умови та інші місцеві фактори.

Важливість інтеграції сонячних електростанцій у загальну енергосистему, зокрема з урахуванням їхнього впливу на резерви потужності, зумовлює необхідність точного прогнозування генерації та споживання електроенергії.

Аналіз взаємодії фотоелектричних станцій з резервами потужності показав, що помилки в прогнозуванні навантаження та генерації компенсуються за рахунок резервів третинного регулювання. Це підвищує стабільність та надійність роботи енергосистеми.

Впровадження методів розподілених потужностей дозволяє визначати оптимальні місця розташування інверторних перетворювачів та проміжних трансформаторних підстанцій, що забезпечує ефективне використання потужностей фотоелектричних станцій та зниження втрат електроенергії.

Загалом, оптимізація резервів потужності для сонячних електростанцій є важливим елементом забезпечення надійності та ефективності роботи енергосистеми, що дозволяє не лише знизити витрати, але й підвищити стабільність та надійність електропостачання споживачів.

ВИСНОВКИ Й РЕКОМЕНДАЦІЇ:

Перехід на відновлювані джерела енергії, зокрема сонячну енергетику, є стратегічно важливим напрямом розвитку енергетичного сектору. В умовах зростаючого попиту на енергоресурси та обмеженості традиційних енергетичних запасів, сонячні електростанції (СЕС) є екологічно чистою альтернативою, що сприяє зменшенню викидів парникових газів і зміцненню енергетичної безпеки. Крім того, вони знижують залежність від імпортного палива, що позитивно впливає на стабільність економіки та цін на електроенергію.

Сонячні батареї, як основний елемент СЕС, забезпечують перетворення сонячного випромінювання в електричну енергію. Їхня ефективність і тривалий термін експлуатації роблять сонячну енергетику перспективною технологією для різних регіонів, особливо в місцях з високим рівнем сонячної активності. Сучасні розробки у сфері фотогальванічних елементів дозволяють підвищувати коефіцієнт корисної дії панелей та знижувати собівартість електроенергії, що робить СЕС доступнішими для масового впровадження.

Основні виклики впровадження СЕС. Хоча сонячні електростанції мають значні переваги, їх широке використання супроводжується певними труднощами. Зокрема, сонячна енергія залежить від природних умов, і її виробництво не завжди стабільне, що вимагає застосування систем накопичення енергії. Також для встановлення сонячних панелей потрібні значні площі, що може обмежувати їхнє застосування в густонаселених районах або територіях з дефіцитом вільного простору. У деяких регіонах високою є і вартість початкового впровадження СЕС, що потребує підтримки на державному та міжнародному рівнях.

Таким чином, розвиток сонячних електростанцій є перспективним напрямом у досягненні цілей енергетичної незалежності та екологічної безпеки. Проте для подолання викликів, пов'язаних із нестабільністю генерації, фінансовими та просторовими обмеженнями, необхідно продовжувати вдосконалення технологій сонячної енергетики, розширювати інфраструктуру

зберігання енергії та впроваджувати стимулюючі заходи на рівні державної політики.

Сучасні методи оцінки енергетичної продуктивності фотоелектричних систем дозволяють з високою точністю прогнозувати виробіток електроенергії. Використання алгоритмів машинного навчання та моделювання на основі історичних даних забезпечує ефективність цих систем.

Інтенсивність сонячного випромінювання є критичним фактором у визначенні потенціалу фотоелектричних систем. Сучасні інструменти вимірювання та моделювання дозволяють отримати точні дані про рівень сонячного випромінювання у різних регіонах, що сприяє ефективному розміщенню та експлуатації сонячних електростанцій.

Дослідження сонячного випромінювання на поверхні Землі включає аналіз його інтенсивності та спектру. Врахування сезонних та добових змін сонячного випромінювання дозволяє підвищити ефективність фотоелектричних систем і оптимізувати їх роботу.

Сучасні наукові підходи до планування розвитку енергетичних потужностей базуються на системних моделях, які враховують технічні та економічні аспекти. Ці моделі дозволяють прогнозувати обсяги виробництва електроенергії та оптимізувати розміщення генеруючих об'єктів.

Параметри встановленої потужності для підключення генерації на базі відновлюваних джерел енергії визначаються технічними характеристиками електричної мережі та умовами її експлуатації. Врахування цих параметрів дозволяє забезпечити стабільність та надійність роботи електроенергетичної системи.

Ці висновки відображають основні аспекти сучасних підходів до прогнозування ефективності фотоелектричних систем, забезпечуючи всебічне розуміння проблематики та можливостей її вирішення.

У розділі «Оптимізація резервів потужності для сонячних електростанцій» розглянуто ключові аспекти, пов'язані з оптимізацією архітектури сонячних електростанцій (СЕС) та аналізом взаємодії фотоелектричних станцій з

резервами потужності в енергосистемах. Основні висновки можна підсумувати так:

Правильне розташування ключових елементів СЕС, зокрема головних підстанцій (ГПП), трансформаторних підстанцій (ТП) та інверторних перетворювачів у центрі електричної генерації (ЦЕГ), дозволяє мінімізувати втрати електроенергії на її передачу всередині станції.

Використання централізованих та локальних ЦЕГ сприяє уніфікації силового обладнання та підвищенню ефективності роботи електростанції.

За допомогою сучасних методів моделювання та оптимізації можна значно поліпшити техніко-економічні показники СЕС, враховуючи особливості рельєфу, кліматичні умови та інші місцеві фактори.

Важливість інтеграції сонячних електростанцій у загальну енергосистему, зокрема з урахуванням їхнього впливу на резерви потужності, зумовлює необхідність точного прогнозування генерації та споживання електроенергії.

Аналіз взаємодії фотоелектричних станцій з резервами потужності показав, що помилки в прогнозуванні навантаження та генерації компенсуються за рахунок резервів третинного регулювання. Це підвищує стабільність та надійність роботи енергосистеми.

Впровадження методів розподілених потужностей дозволяє визначати оптимальні місця розташування інверторних перетворювачів та проміжних трансформаторних підстанцій, що забезпечує ефективне використання потужностей фотоелектричних станцій та зниження втрат електроенергії.

Загалом, оптимізація резервів потужності для сонячних електростанцій є важливим елементом забезпечення надійності та ефективності роботи енергосистеми, що дозволяє не лише знизити витрати, але й підвищити стабільність та надійність електропостачання споживачів.

СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ:

1. <http://reform.energy/news/ukraina-v-2020-godu-prognoziruet-pochti-trekhkratnyy-rost-importa-ee-pri-nebolshom-snizhenii-ee-proizvodstva-12958>
2. <https://www.bp.com/en/global/corporate/energy-economics/statistical-review-of-world-energy.html>
3. <https://saee.gov.ua/uk/ae/windenergy>
4. <http://uare.com.ua/ru/novyny/327-malaya-gidroenergetika-ekologichno-energoeffektivno-opravdanno.html>
5. <https://about.bnef.com/new-energy-outlook/>
6. Додаток 1 до Енергетичної стратегії України на період до 2035 року «Безпека, енергоефективність, конкурентоспроможність»
7. Енергетична стратегія України на період до 2035 року «Безпека, енергоефективність, конкурентоспроможність»
8. [Електронний ресурс]. – Режим доступу: URL: <https://www.epochtimes.com.ua/novyny/naybilsha-u-sviti-sonyachna-stanciya-zyavylasya-u-marokko-123863>
9. Олійник Ю.С., Машкова О.В. Ефективність сонячних батарей. Сборник научных трудов: Актуальные научные исследования в современном мире. Выпуск 1 (33), часть 1. Переяслав-Хмельницкий. 2018. С.37-39.
10. Енергетика: історія, сучасність і майбутнє. Електроенергетика та охорона навколишнього середовища. Функціонування енергетики у сучасному світі/ [упоряд. С.Г. Плачкова, І.В. Плачков та ін.] – К. 2013 [http://energetika.in.ua/ua/]
11. [Електронний ресурс]. – Режим доступу: URL: <http://solarpanels.com.ua/articles/>
12. Пундєв В.О., Шевчук В.І. Можливість використання зони відчуження ЧАЕС для розвитку фотоенергетики та геліоенергетики в Україні
13. [Електронний ресурс]. – Режим доступу: URL: <https://ecotechnica.com.ua/energy/solntse/2087-solnechna-energetika-v-ssha-vyroslana-95-novyj-rekord-zelenykh-moshchnostej-14-5-gvt.html>

14.[Електронний ресурс]. – Режим доступу: URL:
<http://ecotown.com.ua/news/50-elektroenerhiyi-Nimechchyny-vyroblyayetsya-sontsem/>

15. [Електронний ресурс]. – Режим доступу: URL:
<https://www.epochtimes.com.ua/novyny/naybilsha-u-sviti-sonyachna-stanciya-zyavylasya-u-marokko-123863>

16. [Електронний ресурс]. – Режим доступу: URL:
<https://www.sciencedirect.com/science/article/pii>

17. 15.[Електронний ресурс]. – Режим доступу: URL:
<http://cikavosti.com/kitay-stav-naybilshim-virobnikom-sonyachnoyi-energiyi-v-sviti-foto-video/>

18. <https://ecoaction.org.ua/vde-u-sviti-perevyschyla-1000hv.html>