

МІНІСТЕРСТВО ОСВІТИ І НАУКИ УКРАЇНИ
НАЦІОНАЛЬНИЙ ТЕХНІЧНИЙ УНІВЕРСИТЕТ УКРАЇНИ
«КИЇВСЬКИЙ ПОЛІТЕХНІЧНИЙ ІНСТИТУТ
імені ІГОРЯ СІКОРСЬКОГО»

КОМПЛЕКСНЕ ВИКОРИСТАННЯ ВІДНОВЛЮВАНИХ ДЖЕРЕЛ ЕНЕРГІЇ КУРС ЛЕКЦІЙ

*Рекомендовано Методичною радою КПІ ім. Ігоря Сікорського
як навчальний посібник для здобувачів ступеня бакалавра
спеціальності 141 «Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка»
за освітньою програмою «Нетрадиційні та відновлювані джерела енергії»*

Київ
КПІ ім. Ігоря Сікорського
2022

Комплексне використання відновлюваних джерел енергії: Курс лекцій [Електронний ресурс] : навч. посіб. для студ. спеціальності 141 «Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка» / КПІ ім. Ігоря Сікорського ; уклад.: М.П. Кузнецов, О.А. Мельник – Електронні текстові дані (1 файл: 7,93 Мбайт). – Київ : КПІ ім. Ігоря Сікорського, 2022. – 304 с.

Гриф надано Методичною радою КПІ ім. Ігоря Сікорського» (протокол № 6 від 24 червня 2022 р.) за поданням Вченої ради Факультету електроенерготехніки та автоматики (протокол № 9 від 17 травня 2022 р.)

Електронне мережне навчальне видання

КОМПЛЕКСНЕ ВИКОРИСТАННЯ ВІДНОВЛЮВАНИХ ДЖЕРЕЛ ЕНЕРГІЇ Курс лекцій

Укладачі: *Кузнецов Микола Петрович*, д.т.н., доцент кафедри
відновлюваних джерел енергії, ФЕА

Мельник Олександр Анатолійович, асистент кафедри
відновлюваних джерел енергії, ФЕА

Відповідальний
редактор: *Будько Василь Іванович*, докт. техн. наук, доцент, завідувач
кафедри відновлюваних джерел енергії, ФЕА

Рецензент: *Кармазін Олексій Олександрович*, канд. техн. наук, Інститут
відновлюваної енергетики НАН України

Викладено матеріали щодо кількісних та якісних характеристик джерел енергії на Землі та розподілу енергетичного потенціалу відновлюваних джерел енергії, особливостей окремих видів відновлюваної енергетики та можливостей їх комплексного використання у комбінованих енергосистемах, оцінки параметрів функціонування комбінованих енергетичних систем у складі загальної енергосистеми та їх впливу на якість енергопостачання, уміння формувати раціональні рішення та аналізувати заходи енергетичної політики в галузі нетрадиційної та відновлюваної енергетики. Використано результати фундаментальних наукових досліджень та інформаційно-статистичні дані.

© КПІ ім. Ігоря Сікорського, 2022

ЗМІСТ

Лекція 1. Структура курсу. Класифікація нетрадиційних та відновлюваних джерел енергії. Термінологія й основні поняття дисципліни.....	5
Лекція 2. Використання відновлюваних та нетрадиційних джерел енергії в комбінованих енергосистемах. Основні переваги та недоліки. Досяжні обсяги.....	20
Лекція 3. Вплив обсягів впровадження відновлюваних джерел енергії на потреби в маневрових потужностях об'єднаної енергосистеми.	34
Лекція 4. Засоби підвищення надійності енергопостачання з нетрадиційних та відновлюваних джерел енергії. Прогнозування як засіб забезпечення надійності.....	48
Лекція 5. Особливості прогнозування сонячної та вітрової енергії. Приклади прогнозування та досяжна точність.....	66
Лекція 6. Етапи та методи побудови атласів енергетичного потенціалу. Методологія розрахунку вітрового потенціалу. Залежність ефективності використання енергії відновлюваних джерел від кліматичних і географічних особливостей територій.....	89
Лекція 7. Основні характеристики та питомі енергетичні показники енергії вітру та сонячної радіації в різних кліматичних зонах світу та України.....	107
Лекція 8. Можливості сумісного використання вітрової та сонячної енергії. Застосування акумуляторів енергії як один із заходів підвищення надійності та стабільності енергопостачання.....	122
Лекція 9. Комплексне використання різнотипних ВДЕ. Можливості поєднання в одній енергосистемі.....	140
Лекція 10. Воднева енергетика, методи отримання водню із застосуванням відновлюваних джерел енергії. Оптимізація параметрів системи отримання водню.....	155

Лекція 11. Класифікація гібридних систем. Використання відновлюваних джерел енергії в гібридній енергосистемі.....	172
Лекція 12. Обмеження щодо рівнів впровадження вітрових та сонячних електростанцій до об'єднаної енергосистеми. Методи розрахунку досяжних рівнів впровадження.....	186
Лекція 13. Математичне моделювання комбінованої енергосистеми на базі вітрових електростанцій.....	205
Лекція 14. Особливості моделювання комбінованої енергосистеми, до якої входять сонячні електростанції.....	222
Лекція 15. Оптимізація комбінованих енергосистем з мінливими відновлюваними джерелами та з використанням акумулювання енергії...	234
Лекція 16. Системи акумулювання енергії відновлюваних джерел. Комбіновані енергетичні системи на основі відновлюваних джерел з комплексним використання систем акумулювання енергії.	253
Лекція 17. Фактори впливу відновлюваної енергетики на стійкість енергосистеми.....	267
Лекція 18. Моделі спільної роботи теплових та вітро-сонячних електростанцій. Вітро-дизельні та фото-дизельні електростанції.....	282
Список літератури.....	303

Лекція 1

Структура курсу. Класифікація нетрадиційних та відновлюваних джерел енергії. Термінологія й основні поняття дисципліни.

Роль енергії в житті людини. Історичні етапи освоєння нетрадиційних та відновлюваних джерел енергії. Класифікація нетрадиційних та відновлюваних джерел енергії. Сучасний розвиток технологій комплексного використання нетрадиційних та відновлюваних джерел енергії. Позабалансові та вторинні джерела енергії. Обсяги та умови утворення.

Структура курсу

РОЗДІЛ 1. Нетрадиційні і відновлювані джерела енергії та комбіновані системи енергопостачання на їх основі

Класифікація нетрадиційних та відновлюваних джерел енергії. Термінологія й основні поняття дисципліни. Використання відновлюваних та нетрадиційних джерел енергії в комбінованих енергосистемах. Основні переваги та недоліки. Вплив обсягів впровадження ВДЕ на потреби в маневрових потужностях об'єднаної енергосистеми. Прогнозування як засіб забезпечення надійності енергопостачання. Особливості прогнозування сонячної та вітрової енергії.

РОЗДІЛ 2 Комплексне використання відновлюваних джерел енергії

Методи побудови атласів енергетичного потенціалу. Методологія розрахунку вітрового потенціалу. Залежність ефективності використання енергії відновлюваних джерел від кліматичних і географічних особливостей територій. Основні характеристики та питомі енергетичні показники енергії вітру та сонячної радіації в різних кліматичних зонах світу та України. Можливості сумісного використання вітрової та сонячної енергії. Застосування акумуляторів енергії як один із заходів підвищення надійності енергопостачання. Комплексне використання різнотипних ВДЕ. Можливості поєднання в одній енергосистемі. Застосування водню в якості довгострокового акумулятора енергії. Методи отримання водню із застосуванням відновлюваних джерел енергії.

РОЗДІЛ 3. Забезпечення ефективної роботи гібридних енергосистем

Класифікація гібридних систем. Використання відновлюваних джерел енергії в гібридній енергосистемі. Комбіновані енергосистеми традиційної та відновлюваної енергетики. Автономні та мережеві системи. Переваги та недоліки різних схем приєднання до мережі. Обмеження щодо рівнів впровадження вітрових та сонячних електростанцій до об'єднаної енергосистеми. Методи розрахунку досяжних рівнів впровадження. Математичне моделювання комбінованої енергосистеми. Особливості моделювання комбінованої енергосистеми, до якої входять вітрові та сонячні електростанції. Оптимізація комбінованих енергосистем з мінливими відновлюваними джерелами та з використанням акумуляування енергії. Системи акумуляування енергії відновлюваних джерел. Комбіновані енергетичні системи на основі відновлюваних джерел з комплексним використанням систем акумуляування енергії. Фактори впливу відновлюва-

ної енергетики на стійкість енергосистеми. Моделі спільної роботи теплових та вітро-сонячних електростанцій. Вітро-дизельні електростанції.

Модульна контрольна робота.

Вступ

Історія розвитку суспільства – це, без перебільшення, й історія енергетики, причому першими джерелами енергії для перетворювальної діяльності людини були саме відновлювані джерела енергії – мускульна сила тварин, вітер, річки, припливи. Значно пізніше, але у постійно зростаючих обсягах, людство почало використовувати запаси накопиченої природою за мільйони років енергії вугілля, нафти і газу, а ще пізніше – енергію ядерного палива. Саме ці джерела називають сьогодні традиційними джерелами енергії (ТДЕ), або первинними енергоресурсами (ПЕР). Перехід від традиційного до альтернативного виду енергоресурсу відбувається, коли постачання домінуючого типу енергії супроводжується зменшенням ресурсу та швидким зростанням цін на енергоносії.

Основні поняття

Енергетичні ресурси (джерела енергії) – це матеріальні об'єкти, в яких зосереджена енергія, придатна для практичного використання людиною.

Всі види енергетичних ресурсів можна поділити на первинні, які напряду отримують з природних ресурсів та вторинні, які виробляють з первинних (є продуктами їхньої переробки).

Первинною енергією називають енергію, яка знаходиться у природних джерелах і в процесі її використання може бути перетворена на електричну, теплову, механічну та хімічну. Первинні енергоресурси - це природні ресурси, які не переробляли і не перетворювали.

Існує п'ять основних джерел енергії:

- сонячне випромінювання;
- рух та взаємне притягання Сонця, Землі і Місяця;
- тепла енергія ядра Землі, хімічних реакцій і радіоактивного розпаду в її надрах;
- ядерні реакції;
- хімічні реакції різноманітних речовин.

Із цих джерел перші три є джерелами відновлюваної енергії, а два останніх - не відновлювані. До п'ятого джерела належать і наші сьогоднішні традиційні джерела на базі вугілля, нафти і газу.

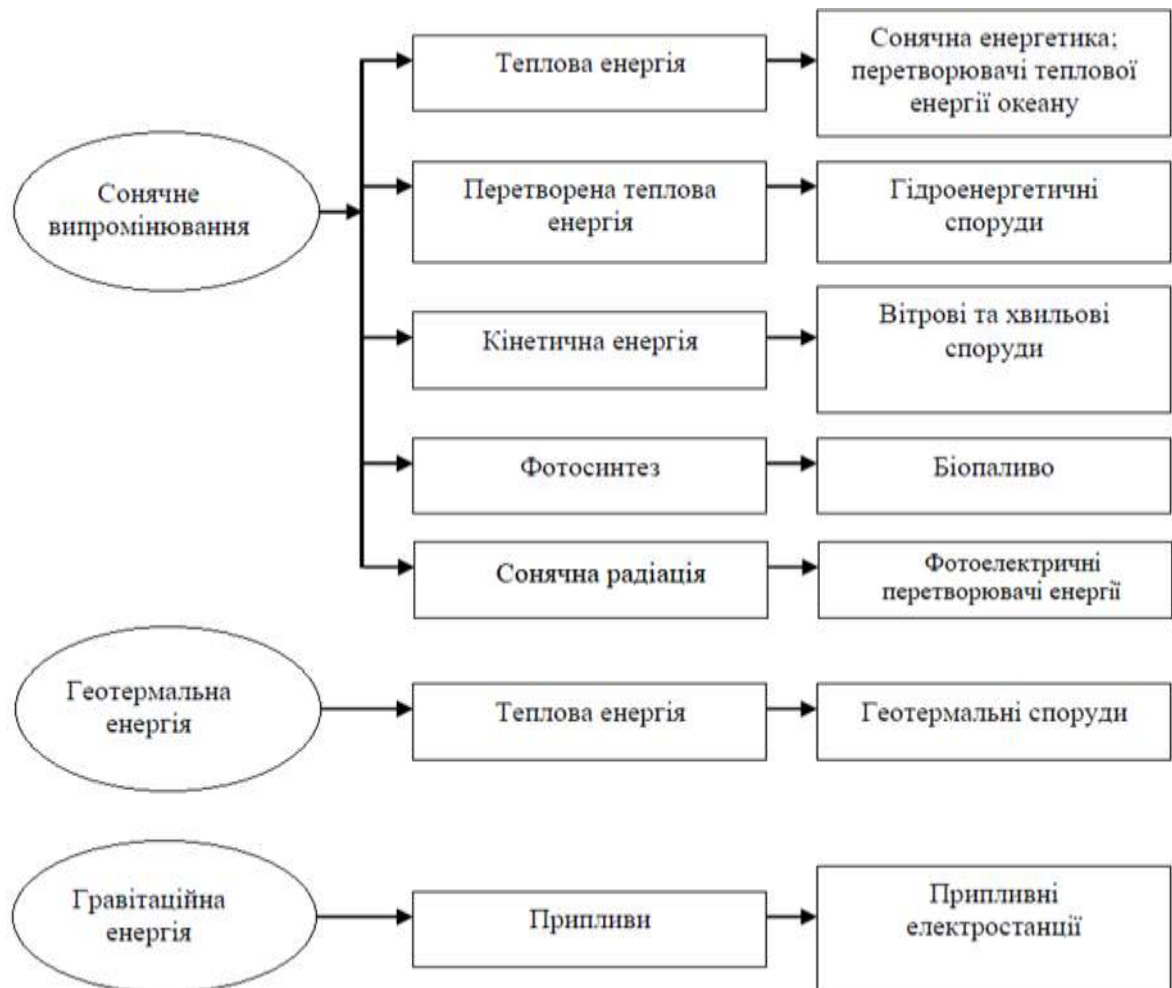


Рис. 1.1. Відновлювані джерела надходження первинної енергії

Схема класичної первинної енергії поділяє енергетичні ресурси на дві групи: **традиційні та нетрадиційні види енергії**. Традиційні види енергії широко використовувались людиною і на сьогодні до них відносять: ядерне паливо (уран, торій та ін.), органічне паливо (тверде паливо – вугілля, торф; рідке паливо – нафта; газоподібне паливо – природний газ), гідромеханічна енергія.

Енергетичні ресурси Землі, за класифікацією Світової енергетичної ради (93 країни-члена, в тому числі і Україна) поділяються на 16 видів. Відповідно виділяються окремі групи, пов'язані між собою:

- за рівнем і масштабом освоєння: традиційні та нетрадиційні;
- за природою енергоутворення: відновлювані та невідновлювані.

Невідновлювані традиційні:

1. Вугілля (включаючи лігніт).
2. Сира нафта і природний газовий конденсат.
3. Важкі нафти, пальні сланці, бітум.
4. Природний газ.
5. Ядерна енергія.

Відновлювані традиційні:

6. Торф.
7. Дрова.
8. Гідроенергія.
9. Енергія мускульної сили тварин та людей.

Відновлювані нетрадиційні:

10. Біомаса (за винятком дров).
11. Сонячна енергія.
12. Геотермальна енергія.
13. Вітрова енергія.
14. Енергія припливів.
15. Енергія хвиль.
16. Теплова енергія океану.

Іноді нетрадиційні джерела енергії називають альтернативними.

Альтернатівне паливо (від лат. alternatus — інший) — паливо, яке можна використовувати замість основних або проєктних палив у теплових установках — енергетичних та опалювальних котлах, промислових та побутових печах, сушарках, двигунах внутрішнього згоряння, газових турбінах. У промисловості, комунально-побутовій сфері та транспортних засобах як паливо використовують вугілля, природний та газ нафтовий попутний, деревину, торф, лігніт (буре вугілля), продукти нафтопереробки, біопаливо, зокрема біоетанол та біодизель, відходи сільського господарства та лісопереробки, технологічні гази металургійних та хімічних виробництв, тверді побутові відходи, шлами стічних вод, а також похідні від основних палив паливні продукти — генераторний газ, водо вугільні суспензії, водо мазутні емульсії. Більшість цих видів палива можуть бути альтернативними одне одному. Широко відомі приклади використання вугілля як альтернативного до природного газу палива і навпаки, а також природного газу або іншого газового палива — замість рідкого палива у двигунах внутрішнього згоряння. Застосування альтернативного палива зазвичай зумовлено економічними та ресурсними чинниками, а також екологічними міркуваннями. За низьких цінах на природний газ його у великих обсягах використовували для вдування в доменні печі для зниження витрат коксу, а після зростання цін та виникнення проблем з постачанням природний газ успішно замінили вугільним пилом. Альтернативними по відношенню до моторних палив нафтового походження можуть бути біоетанол та дизельне пальне, які виробляють з рослинної сировини. Альтернативне паливо часто використовують як резервне, якщо є перерви в постачанні основного палива. Майже всі котельні установки оснащені обладнанням для використання мазуту замість природного газу, якщо буде припинено його надходження або за аварійного зниження тиску. У країнах Північної Європи набуло поширення заміщення вугілля на теплових електростанціях біопаливом для зменшення обсягу шкідливих викидів.

Технічна можливість застосування альтернативного палива замість основного залежить від відповідності їхніх теплотехнічних характеристик. Основними характеристиками є теоретична температура горіння палива та його теплотворна спроможність. Під час заміщення основного палива альтернативним з меншою теплотворною спроможністю недостатньо подати у тепловий агрегат його кількість, еквівалентну за теплою основному паливу. Для збереження продуктивності теплового агрегату за такого заміщення необхідно підвищити температуру горіння альтернативного палива до значень, близьких до показників основного палива.

Відновлювані джерела енергії (ВДЕ) — це потоки енергії, що постійно або періодично діють в природі. В цілому всі енергетичні потоки ВДЕ поділя-

ються на дві основні групи – пряма енергія сонячного випромінювання та її вторинні прояви в вигляді енергії вітру, гідроенергії, теплової енергії оточуючого середовища, енергії біомаси та інше.

До традиційних енергоресурсів належать всі джерела енергії, які є первинними джерелами енергії сучасної енергетики, це всі види невідновлюваних джерел енергії (вугілля, нафта, природний газ, горючі сланці, ядерна енергія та ін.), а також торф, дрова, гідроенергія великих водотоків та мускульна сила тварин і людей.

До нетрадиційних енергоресурсів належать всі види відновлювальних джерел енергії: біомаса (за виключенням дров), сонячна енергія, геотермальна енергія, вітрова енергія, енергія припливів, хвиль, водотоків (за виключенням гідроенергії великих водотоків). Також до нетрадиційних можна зарахувати невідновлювані енергетичні ресурси: природний газ малих газових, газоконденсатних, нафтогазоконденсатних родовищ, попутний нафтовий газ, промислові гази, метан вугільних родовищ.

Категорії традиційних чи нетрадиційних ресурсів визначаються історично, мають також географічні відмінності, і характеризують не самі ресурси, а розвиток та розповсюдження технологій їх використання.

Валовий потенціал ВДЕ – середньорічна кількість енергії, що міститься у даному виді ВДЕ при повному її перетворенні у корисну енергію.

Технічний потенціал ВДЕ – частина валового потенціалу, перетворення якого у корисну енергію можливе при даному рівні розвитку технічних засобів та при дотриманні вимог по захисту навколишнього середовища.

Економічний потенціал ВДЕ – частина технічного потенціалу, перетворення якого у корисну енергію економічно доцільно при даному рівні цін на викопне паливо, теплову та електричну енергію, обладнання, матеріали та транспортні послуги, оплату праці.

Вітроенергетика – це сукупність засобів перетворення енергії вітру в електричну енергію. Вітроустановки в деяких джерелах поділяють на три групи: малої (до 100 кВт), середньої (до 1 МВт) і великої (понад 1 МВт) потужності.

Сонячна енергетика (геліоенергетика – альтернативна назва) – оснований на перетворенні прямого сонячного випромінювання на теплову та електричну енергію. Вона поділяється на теплоенергетику, теплоелектроенергетику та фотоенергетику.

Гідроенергетика використовує потенціальну та кінетичну енергію води перетворюючи її в електричну енергію. Міжнародна класифікація за нормативами ООН до малої гідроенергетики відносить ГЕС потужністю до 30 МВт. Їх поділяють на: мікро-ГЕС потужністю до 100 кВт включно; міні-ГЕС потужністю до 1000 кВт включно; малі ГЕС потужністю більше 1 МВт та до 30 МВт (не всі країни притримуються цієї класифікації). Інші види гідроресурсів - енергія хвиль і морських течій, енергія водоспадів, припливні ГЕС в Україні є малоперспективними та фактично відсутні.

Геотермальна енергія означає, що це енергія тепла Землі. Основним джерелом енергії виступає постійний потік теплоти з розжарених надр, направлений до поверхні Землі, який перетворюється енергоблоками геотермальних

станцій у теплову та електричну енергію. Потужність найбільшої в світі групи геотермальних електростанцій (складається з 22 геотермальних електростанцій), розміщеної на північ від Сан-Франциско, штат Каліфорнія у США, становить 1517 МВт.

Біомаса – це сукупність організмів, існуючих у екологічній системі на момент спостережень. Основну частину біомаси становить фітобіомаса (97–99%), а частка зообіомаси становить 1–3 %.

Широкий перелік різних видів біомаси зумовлює значну кількість технологій її переробки і, відповідно, отримання різноманітних енергетичних продуктів, але спалювання становить близько 80 % від загальносвітових обсягів використання біомаси.

Теплові трансформатори (теплові насоси), що використовують низькопотенційну теплову енергію навколишнього середовища (води, ґрунту, повітря), а також «теплові відходи» промислових підприємств і комунального господарства, є альтернативою невеликих ТЕЦ і котелень, які забезпечують теплопостачання невеликих міст і селищ. Даний напрям має більше відношення до енергозбереження, а не безпосередньо до виробництва енергії.

До **нетрадиційних видів палива** доцільно віднести: водень і водневу енергетику; метан вугільних родовищ і сміттєзвалищ, синтез-газ, енергію газів геотермальних вод, енергія біомулу очисних споруд.

Вторинні енергетичні ресурси можна розділити на три групи:

- горючі (пальні) – це хімічна енергія відходів технологічних процесів хімічної та термохімічної переробки сировини;
- теплові – це теплота відхідних газів у процесі спалювання палива, теплота води й повітря, які використовуються для охолодження технологічних агрегатів, теплота виробів і відходів виробництва (наприклад, металургія);
- надлишкового тиску – це потенційна енергія газів, рідин і сипучих тіл, що залишають технологічні агрегати з надлишковим тиском (напором).

Альтернативи в енергетиці

Якщо класифікація джерел і технологій традиційної енергетики є фактично загальноприйнятою, то відносно альтернативної енергетики ситуація є значно складнішою. Існує значна кількість альтернативних джерел енергії та ще більший перелік альтернативних технологій їхнього використання.

Коли постачання домінуючого типу енергії супроводжується зменшенням ресурсу та швидким зростанням цін на енергоносії, відбувається перехід до альтернативного виду енергоресурсу.

Вугілля як альтернатива дереву

У період пізнього середньовіччя, вугілля було новим альтернативним паливом, щоб врятувати суспільство від надмірного використання домінуючого палива, тобто деревини. Вирубка лісів призвела до нестачі деревини, в той час буре вугілля з'явилося як рятівник. «Європейці жили посеред великих лісів протягом попередніх середньовічних століть. Після 1250 року вони стали настільки вправні у вирубці лісів, що 1500 р. практично закінчуються дрова для опалення та приготування їжі. На рівні 1500 року Європа була на краю лиха через втрату палива та харчів, і була врятована в шістнадцятому столітті тільки завдяки переходу на буре вугілля і вирощування картоплі та кукурудзи».

Нафта як альтернатива китовому жиру

Китовий жир був домінуючою формою мастила і палива для ламп на початку 19-го століття, але виснаження популяції китів до середини століття викликало зростання цін на китовий жир, готуючи ґрунт для переходу до використання нафти, яка була вперше комерціалізована в Пенсільванії в 1859 р.

Етанол як альтернатива викопному паливу

У 1917 році Олександр Белл запропонував використовувати етанол (спирт) з кукурудзи, пшениці та інших харчових продуктів в якості альтернативи вугіллю і нафті, заявивши, що світ є напередодні виснаження цих видів палива. Проблемою, що вимагала альтернативи, була відсутність поповнення традиційних джерел енергії. З 1970-х років у Бразилії започатковано програму використання етанолу як палива, який дозволив країні стати другим за величиною в світі виробником етанолу (після США) і найбільшим у світі його експортером. Програма паливного етанолу в Бразилії використовує сучасне обладнання та дешеву цукрову тростину в якості сировини, а також залишкові відходи тростини для отримання тепла і електроенергії. Целюлозний етанол може бути отриманий з різноманітних видів сировини, включаючи використання всього врожаю. Цей новий підхід спрямований на підвищення врожайності, коли кількість енергоємних добрив і фунгіцидів залишиться тою ж. Технології другого покоління здатні виробляти біопаливо з неїстівної біомаси і, отже, запобігти перетворенню їжі в паливо.

Газифікація вугілля в якості альтернативи нафти

У 1970-ті роки, в час енергетичної кризи, адміністрація президента Джиммі Картера виступила за газифікацію вугілля в якості альтернативи дорогої імпоротної нафти. Програма, в тому числі синтетичного палива, занепала, коли ціни на нафту різко впали в 1980-х роках. Викиди вуглецю і вплив на навколишнє середовище при газифікації вугілля є дуже високими.

Відновлювані джерела енергії проти невідновлюваних

Найбільш поширені типи альтернативних джерел енергії: гідроенергія, ядерна енергетика, енергія вітру, сонячна енергія (може бути перетворена в теплову енергію або безпосередньо в електрику), геотермальна енергія, біопаливо та етанол рослинного походження. Водень також може бути використаний в якості носія енергії, виробленої за різними технологіями, такими як крекінг вуглеводнів або електроліз води.

Відновлювана енергія отримується з природних ресурсів, таких як сонячне світло, вітер, дощ, припливи і геотермальне тепло, які природно поповнюються. При порівнянні помітні кілька принципових відмінностей між відновлюваними джерелами енергії і викопними видами палива. Процес видобутку нафти і газу, вугілля, палива або газу природного є складним і вибагливим процесом, який вимагає великого складного обладнання, фізичних і хімічних процесів. З іншого боку, альтернативні джерела енергії можуть бути виробленими базовим обладнанням, з використанням природних процесів. Деревина, найбільш відновлюване і доступне альтернативне джерело енергії, спалює таку ж кількість вуглецю, яку вона виділяла б природним чином (під час гниття). Ядерна енергетика є альтернативою викопного палива, але також не може бути відновлюваною, як і викопне паливо, ядерна сировина є обмеженим ресурсом.

Екологічно безпечні альтернативи

Відновлювані джерела енергії, такі як спалювання біомаси, іноді розглядається як вуглецево-нейтральна альтернатива викопному паливу. Відновлювальні джерела енергії не є за своєю суттю альтернативними для цієї мети. Наприклад, в Нідерландах, які були лідером у використанні пальмової олії в якості біопалива, призупинено всі субсидії на пальмову олію через наукові докази того, що їх використання "іноді може створити більше шкоди навколишньому середовищу, ніж викопні види палива". Уряд Нідерландів та екологічні групи намагаються простежити походження імпортованого пальмового масла, технології його виробництва. Що стосується біопалива з харчових продуктів, є усвідомлення того, що перетворення всього урожаю зерна в США забезпечить тільки 16% своїх потреб автомобільного пального; зменшення площ тропічних лісів Бразилії, щоб звільнити місце для виробництва біопалива, не компенсує втрату поглинання CO₂ цими лісами. Виробництво енергії за рахунок конкуренції з продовольчим ринком призведе до підвищення цін на продукти харчування, маючи незначний чи навіть негативний вплив на енергетичні питання, такі як глобальне потепління або залежність від зовнішньої енергії. Останнім часом вишукуються альтернативи таким небажаним в даний час відновлюваним видам палива, наприклад комерційно доцільне виробництво целюлозного етанолу.

Вуглецево нейтральні і негативні палива

Вуглецево-нейтральним є синтетичне паливо (включаючи метан, бензин, дизельне паливо, паливо для реактивних двигунів або аміаку), отримане шляхом гідрування двоокису вуглецю з викидів димових газів електростанцій чи з автомобільних вихлопних газів, або отриманого з вугільної кислоти в морській воді. Комерційні компанії з синтезу палива припускають, що вони можуть виробляти синтетичне паливо дешевше, ніж нафтове, коли нафта коштує більше \$55 за барель. Відновлюваний метанол являє собою паливо, отримане з водню і діоксиду вуглецю, шляхом каталітичного гідрування, де водень був отриманий з електролізу води. Він може бути змішаний з моторними паливами або використаний як хімічна сировина. Вже існує широкий перелік виробництв такого типу в різних країнах. Такі види палива вважаються вуглецево-нейтральними, оскільки вони не призводять до чистого збільшення парникових газів в атмосфері. Якщо синтетичні палива витісняють викопне паливо, і якщо вони виробляються з вуглецевих відходів або вугільної кислоти з морської води, і їх згоряння супроводжується уловлюванням вуглецю в димоході або вихлопній трубі, вони призводять до негативного балансу двоокису вуглецю в атмосфері, і, таким чином, являють собою форму запобігання викидів парникових газів. Такі відновлювані види палива зменшують вартість енергії і проблеми залежності від імпорту викопного палива, не вимагаючи ні електрифікацію автопарку, ні конверсії в водень або інші види палива, що дозволяє продовжувати експлуатацію сумісних і доступних транспортних засобів. Вуглецево-нейтральні палива пропонують відносно низьку вартість зберігання енергії, пом'якшення проблеми мінливості енергії вітру і сонця.

Нові та перспективні джерела відновлюваної енергії

Багато з нетрадиційних джерел енергії є складними енергоресурсами, компоненти яких дозволяють отримувати і непаливну продукцію, яка широко

застосовується в хімії, будівельній індустрії, сільському господарстві, металургії і т.д. Наприклад, термальні води, горючі сланці і бітумінозні породи містять в промислових концентраціях літій, ванадій, нікель, рубідій, сірку і інші елементи, принципова можливість отримання яких доведена. Мінеральна складова горючих сланців і бітумінозних порід є вихідною сировиною при виробництві матеріалів для дорожньої та будівельної індустрії. Рациональна утилізації різних видів відходів біомаси дозволить отримувати високоякісні добрива.

Сучасне суспільство до кінця XX в. зіткнулося з енергетичними проблемами, які приводили до певної міри навіть до криз. Всі традиційні джерела енергії обов'язково закінчуються, особливо при постійно зростаючих потребах людей. Людство намагається знайти нові джерела енергії, які були б вигідні в усіх відношеннях: простота видобутку, дешевизна транспортування, екологічна чистота, відновлюваність. Вугілля і газ відходять на другий план: їх застосовують тільки там, де неможливо використовувати що-небудь інше. Все більше місце в нашому житті займає атомна енергія: її можна використовувати в енергетиці, металургії, ядерних реакторах космічних човників.

Не менш важливою причиною необхідності освоєння альтернативних джерел енергії є екологічні та кліматичні проблеми, зокрема проблема глобального потепління. Суть її полягає в тому, що двоокис вуглецю (CO_2), що вивільняється при спалюванні вугілля, нафти і бензину, створює так званий парниковий ефект.

Вчені з Австрійського університету з'ясували, що людська діяльність впливає на зміни клімату в 170 разів більше, ніж природні фактори. За останні сім тисяч років природа змінила температуру в атмосфері на 0,01 градуса, а люди за 45 років змогли збільшити ці показники до 1,7. Вчені стверджують, що природа і сама змінює клімат, але більше допомагає їй в цьому людина за допомогою парникових газів. У зв'язку з цим протягом найближчих ста років природа на Землі може значно змінитися.

Вуглеводнева сировина (нафта, вуглеводневий конденсат, природний і нафтовий газ, вугілля) поки-що лишаються основним джерелом енергоресурсів в світі. Вчені визначили одне з найважливіших умов для «сталого майбутнього» планети. Вони запропонували модель розвитку Землі, яка описує довгострокову спільну еволюцію природних і соціально-економічних (антропогенних) підсистем планети. Побудова засноване на геохімічному циклі вуглецю, а аналіз показує, що вирішальна роль в сучасному балансі вуглецю відводиться людському фактору.

Крім зазначених, розглядаються інші нетрадиційні джерела енергії, які хоч і не є відновлюваними, проте часто вважаються альтернативою існуючим.

Нові види рідкого і газоподібного палива

До нових видів рідкого і газоподібного палива відносять «синтетичну» нафту і газ, отримані з вугілля, додаткові вуглеводневі ресурси, представлені органічною складовою горючих сланців, бітумінозних порід, паливні спирти, а також водень.

Вугілля, горючі сланці і бітумінозні породи є головними перспективними джерелами отримання рідкого і газоподібного палива. Потенційні запаси вугле-

водневої сировини, що міститься в них, набагато перевершують відомі запаси нафти і природного газу.

Широко доступна і різноманітна сировинна база і повністю відпрацьована і освоєна технологія їх виробництва є одними з основних переваг енергетичного використання спиртів як палива або добавки до нього. На думку багатьох фахівців, водень здатний замінити викопне органічне паливо в таких сферах його споживання, як авіація, автотранспорт, комунально-побутовий сектор і т.д. При цьому ресурси водню (якщо в якості його джерела розглядати воду) практично не обмежені.

Найважливішою властивістю водню є універсальність його використання. Він може застосовуватися в якості основного палива або як добавка до нафтового при відносно невеликих конструктивних доробках двигуна; енергія водню може також перетворюватися в електроенергію в паливних елементах; водень здатен замінити природний газ і нафту майже у всіх великих хімічних виробництвах і т.д.

Синтетичне паливо з вугілля

Велике значення має створення промислової технології отримання синтетичних рідких палив на базі значних запасів бурого і кам'яного вугілля, до складу яких входять органічні і мінеральні компоненти. Перелік і зміст цих компонентів зумовлює вибір напрямків використання і методів комплексної переробки вугілля.

До теперішнього часу розроблені і проходять перевірку нові технологічні схеми та процеси, впровадження яких значно розширить масштаби комплексної переробки вугілля. До таких процесів в першу чергу відносяться швидкісний піроліз, гідрогенізація і термічне розчинення.

Горючі сланці

Видобуток горючих сланців і виробництво синтетичного палива в промислових масштабах здійснюють в Росії, КНР, в Бразилії, США, Марокко, Австралії. Розроблено різні варіанти видобутку і переробки сланців. Всі вони передбачають термічний розклад з отриманням синтетичних палив і побічних продуктів - сірки, аміаку, коксу і т.д. Перспективними способами переробки сланців є газифікація на парокисневому дутті під тиском і термічне розчинення. Велике значення для підвищення економічності використання сланців має виділення і утилізація попутних корисних копалин, мікрокомпонентів, рідкоземельних металів і сірки.

Бітумінозні породи

Значним резервом розвитку індустрії додаткової вуглеводневої сировини є бітумінозні породи. Це комплексна органо-мінеральна сировина, яка при термічному впливі здатна виділяти органічну складову, що є замінником нафти, а мінеральні залишки після відділення «синтетичної» нафти є прекрасною сировиною для будівельної та дорожньої індустрії.

Спиртові палива

Як компоненти моторних палив, спирти (метанол, етанол) в періоди гострої нестачі палива вже використовувалися. В даний час за кордоном найбільший практичний досвід накопичений щодо використання етилового спирту. На початку 1970-х рр., у зв'язку зі зростаючими вимогами до якості використову-

ваних палив і необхідністю розширення сировинної бази виробництва моторних палив, зріс інтерес і до використання метанолу як палива або добавки до нього. Відомі такі палива, як «газохол», «дізохол».

Значний інтерес до спиртових палив, особливо метанольних, зумовлений низкою причин, з яких головними є: в екологічному відношенні такі палива більш прийнятні, ніж синтетичний бензин і інші не нафтові палива, зберігання і розподіл аналогічні бензину, їх застосування дає можливість досягти підвищення паливної економічності двигуна. Все це досягається при одночасному розширенні ресурсів моторних палив нафтового походження.

Воднева енергетика

В даний час основною сировиною для виробництва водню є природний газ, з якого виробляють понад 90% промислових потреб водню. Проте вже розроблені і впроваджуються перспективні методи добування водню з газів різних виробництв: низькотемпературна конденсація, абсорбція, мембранна технологія. Виробництво водню цими методами значно економічніше, ніж на спеціальних установках парової конверсії вуглеводневих газів, що вважається найбільш дешевим методом виробництва водню. Перспективним джерелом є вугілля. Однак в перспективі основним сировинним джерелом отримання водню стане вода, для розкладання якої може бути використано електроліз, тепло високотемпературного ядерного реактора, тощо.

Для отримання додаткової електроенергії при пікових навантаженнях в енергетиці доцільно розглядати використання водню одночасно з електроенергією АЕС: виробництва водню електролізом води з подальшим спалюванням його для вироблення електроенергії в години максимальних навантажень (в паровій турбіні, парогенераторі, МГД-генераторі). Розрахункові значення витрат на магістральну подачу водню на великі відстані при тій же переданій потужності виявляються в 3-5 разів нижчими від витрат на транспортування електроенергії.

Технології використання навколишньої енергії

Теплові насоси та зберігання теплової енергії є технологіями, які використовують джерела енергії, які зазвичай надлишкові. Крім того, теплові насоси можуть використовувати електричну енергію (або в деяких випадках механічну чи теплову) для отримання додаткової енергії від джерела низької щільності енергії (наприклад, морської або озерної води, ґрунту чи повітря). Термічні технології зберігання дозволяють резервування тепла або холоду протягом тривалого часу, в діапазоні від добових інтервалів до міжсезоння, і можуть включати в себе зберігання явної енергії (тобто шляхом зміни температури середовища) або прихованої енергії (наприклад, за допомогою фазових переходів середовища, змін з твердого стану в рідке або навпаки). Джерела енергії можуть бути природними (за допомогою сонячних теплових колекторів, сухих градієнтів), відходів енергії (наприклад, від кліматичного обладнання, промислових процесів), або надлишкової енергії (наприклад, сезонність від гідроенергетичних проектів або вітростанцій). Сховищами енергії можуть бути ізольовані резервуари, кластери свердловин в субстратах, починаючи від гравію до корінних порід, глибоких водоносних шарів, неглибоких ізольованих ям. Інколи потрібне включення теплового насоса.

Технологічні супутні гази

Поряд із відомим природним газом, що добувається, транспортується по газопроводах і широко використовується у сьогоdnішній енергетиці, існує понад двадцять п'ять інших різноманітних типів горючих газів, які утворюються в значних обсягах під час здійснення технологічних процесів у таких енергоємних галузях промисловості, як чорна металургія, нафтохімічна та нафтопереробна галузі, і які на сьогодні використовуються дуже слабо для потреб суспільства. Крім того, існує ряд потужних газових природних родовищ (наприклад, запаси метану в вугленосних шарах, у морській воді у вигляді розчину чи газогідрату), які також поки що майже не розробляються і не використовуються у великій енергетиці. Всі ці горючі гази, сумарні запаси яких одного порядку із традиційним природним газом, слід віднести до альтернативних видів палива.

У чорній металургії утворюються такі види горючих промислових газів: доменний, конверторний, коксовий, феросплавний. Усі ці гази при їх повному використанні у паливно-енергетичному балансі металургійного виробництва могли б сприяти заощадженню основного палива (на Україні, наприклад, ця економія становила б близько 170 тис. т у. п. на рік).

У нафтохімічній промисловості під час виробництва етилену, технічного вуглецю та гумотехнічних виробів утворюється досить широка номенклатура горючих газів – абсорбційні гази, метано-воднева фракція, відхідні горючі гази сажового виробництва. Всі ці гази також слід розглядати як додатковий резерв паливних ресурсів за умови їх повного використання в технологічних процесах.

Крім цих газів, у багатьох технологічних процесах утворюється водень, який є найкращим перспективним екологічно чистим паливом для отримання додаткових обсягів електричної енергії і використовується як моторне паливо.

Але для успішного і повного використання супутніх технологічних газів дуже часто потрібна серйозна модернізація або реконструкція газового господарства підприємства: установки уловлювання і підготовки газу, спеціальні компресорні установки, обладнання для утилізації, зберігання та використання газу і т.п. Всі ці заходи потребують додаткового фінансування, яке часто не передбачене або має не вигідні техніко-економічні обґрунтування.

Гази вугільних родовищ

Загальновідомо, що вугільні родовища завжди супроводжуються наявністю у вугільних пластах газу метану, що зумовлено природними процесами утворення вугілля із решток біологічних речовин. За деякими оцінками, кількість цього горючого газу в перерахунку на умовне паливо займає третє місце серед запасів горючих копалин на нашій планеті після вугілля та природного газу. Україна з цього показника займає четверте місце у світі, поступаючись тільки Китаю, Росії та Канаді. Проте досить тривалий час газ вугільних родовищ не розглядався як вагоме джерело енергії, як ресурс великої енергетики у загальному балансі. Але шахтний метан одночасно є і альтернативним енергоресурсом, і вибухонебезпечною речовиною на діючих шахтах, і потужним парниковим газом, оскільки має значний потенціал глобального потепління (потенціал глобального потепління – це парниковий ефект стосовно CO₂). Приклади підтверджують, що використання шахтного метану дає можливість зменшити залежність країни від імпорту енергоносіїв, суттєво скоротити викиди парнико-

вих газів і одночасно підвищити рівень безпеки та продуктивність праці на діючих шахтах.

Паливні гази Чорного моря

Мова йде про горючі гази, які містяться в морській воді, в першу чергу Чорного моря, і які поки що не видобуваються і не використовуються у великій енергетиці як альтернативне паливо і цінний хімічний продукт у хімічній промисловості. Маються на увазі газ метан CH_4 і сірководень H_2S , що знаходяться у водах Чорного моря і в донних осадових шарах у вигляді розчину або газогідратів.

Метан утворюється безперервно при загниванні органічних речовин під дією метаноутворювальних бактерій в умовах обмеженого доступу кисню. У придонній зоні є шар товщиною 300–400 м із розчиненим метаном. Основні запаси метану у Чорному морі становлять собою газогідрати метану, яких у донному мулі на глибинах порядку 200 м міститься близько 100 трлн. м³. Тому пропозиції щодо добування метану в основному зводяться до підйому і переробки газогідратів.

Сірководень (сірчаний водень H_2S) – просте хімічне з'єднання сірки з воднем. Безколірний газ, при великому розбавленні має неприємний запах тухлого яйця. У Чорному морі у вигляді розчину в морській воді знаходиться на глибинах більше 120–150 м. Постійно утворюється з органічних решток, що гниють, і надходить із надр. Саме тому сірководень можна упевнено віднести до відновлюваних джерел енергії. Концентрація розчиненого сірководню на глибині 200 м становить від 0,07 до 0,16 мл/л; на глибині 300 м – 1 мл/л; на глибині 500 м – 3 мл/л; на глибині 1000 м – 6 мл/л; на глибині 2000 м (біля дна моря) – до 13 мл/л. Але загальна його кількість і концентрація регулюються процесом його окислення в поверхневих шарах води. Кисень повітря, розчиняючись у воді, взаємодіє із сірководнем, перетворюючи його у сірчану кислоту, яка, у свою чергу, вступає в реакцію із розчиненими у воді мінеральними солями, перетворюючи їх у сульфати. Ці процеси йдуть одночасно, тому у морі встановлюється динамічна рівновага. Розрахунки показують, що за рік у результаті окислення в Чорному морі переробляються в сульфати не більше 25% усього сірководню. Тому із Чорного моря без шкоди для його екології можна щорічно забирати близько 250 млн. тон сірководню енергоемністю порядку 10^{12} кВт/год (при згоранні одного кілограма сірководню виділяється близько 4000 ккал). Це відповідає щорічному видобутку електроенергії у всьому колишньому СРСР і значно перевищує сьогоденні потреби України.

Загалом необхідно вирішити два головні питання: як добувати гази із морської води у технічно необхідних об'ємах і як корисно переробляти. Відповідь на друге питання проста – процес прямого спалювання газів і використання отримуваної теплової енергії або хімічна переробка їх в інші цінні продукти добре вивчені, технологічні процеси відомі і базуються на відомих хімічних реакціях. Що ж до першого питання, то і на сьогоднішній день відпрацьованої і прийнятної технології немає, хоча й існує досить багато пропозицій.

Метан із вуглекислого газу

Добре відомо, що вуглекислий газ CO_2 є одним із головних забруднювачів атмосфери, що спричинює створення в ній так званого парникового ефекту.

Проте без його утворення і викидів у атмосферу сучасна економіка обійтися не може: всі процеси прямого спалення біоматеріалів (у тому числі вугілля, нафти і газу, більшість металургійних процесів, бродильних процесів у спиртовій галузі, виробництво цементу й вапна і т.п.) супроводжуються викидами в атмосферу величезної кількості CO_2 . За оцінками фахівців, лише на підприємствах України щорічно утворюється близько 500 млрд.м³ цього газу. При каталітичному термічному поновленні вуглекислого газу що цей процес можна довести до утворення метану CH_4 . Основні реакції, що відбуваються в цьому процесі за наявності каталізатора, досить прості і безпечні: $\text{CO}_2 + 2\text{H}_2 = \text{CH}_4 + \text{O}_2$ + кисневі сполуки. У результаті такого гідрування вуглекислого газу утворюється 92,8 % метану. Від роботи такої установки слід чекати подвійної вигоди. Перша – це безумовна економія природного газу і взагалі будь-якого викопного палива, що потребують всі вищезазначені галузі. Друга – це суттєве зменшення (теоретично – до нуля) викидів парникових газів. Проте всі ці досить привабливі можливості поки що не знайшли ані державної підтримки, ані зацікавлених спонсорів.

Як нетрадиційні джерела горючих газів можна додатково розглянути:

- газ, що можна отримувати від переробки звалищ твердих побутових відходів;
- газ, отримуваний у процесі термічної або біохімічної переробки різноманітної біомаси;
- перетворення енергії тиску природного газу при його дроселюванні на розподільчих станціях в електричну енергію, і т.д.

До нетрадиційних джерел енергії (НТДЕ), які можна віднести до альтернативних, належать також способи отримання електричної енергії шляхом безпосереднього перетворення теплової або хімічної енергії. Як правило, вони базуються на відомих фізичних явищах, з яких тривають наукові дослідження й інженерно-технічні розробки з метою підвищення їх ефективності та коефіцієнта корисної дії (ККД), з яких уже існують дослідно-експериментальні установки малої потужності і які ще не досягли достатнього технічного рівня для створення на їх основі електрогенеруючих установок великої одиничної потужності. Але вже сьогодні такі способи отримання електричної енергії широко використовуються як автономні джерела енергії невеликої потужності, де головними критеріями роботи є надійність у роботі та компактність, тривала експлуатація без стороннього обслуговування і де можна миритися з низьким ККД. Як правило, використовуються такі НТДЕ в системах отримання інформації у важкодоступних місцях на Землі і в космічному просторі, на космічних і підводних апаратах, літаках і т. п. До нетрадиційних джерел енергії потрібно віднести, в першу чергу, всі існуючі дослідно-експериментальні зразки магнітогідродинамічних генераторів (МГД-генераторів), майбутні реактори-розмножувачі і використання термоядерних реакцій синтезу ядер (зараз використовуються лише реакції ділення ядер, які супроводжуються створенням великої кількості різноманітних і довгоживучих радіоактивних відходів). До цього ж класу джерел енергії необхідно віднести: різноманітні термоелектричні генератори, в яких будь-який вид теплової енергії чи різниця температур може перетворюватись в електричну енергію (наприклад, у досить поширених уже сьогодні теплових насосах); радіоізотопні джерела енергії, в яких використовується природний

радіоактивний розпад ядер з виділенням теплової енергії; термoeмісійні генератори; різноманітні електрохімічні генератори; водневі паливні елементи.

Лекція 2

Використання відновлюваних та нетрадиційних джерел енергії в комбінованих енергосистемах. Основні переваги та недоліки. Досяжні обсяги.

Сучасні технології використання нетрадиційних та відновлюваних джерел енергії, та існуючі проблеми. Використання нетрадиційних джерел енергії в комбінованих енергосистемах. Основні переваги та недоліки відновлюваних та нетрадиційних джерел енергії. Досяжні обсяги впровадження та засоби підвищення питомих потенціалів енергії.

Все зростаючі навантаження на навколишнє середовище традиційною енергетикою, промисловістю, транспортом, антропогенною діяльністю людства привели до гострої необхідності в інтеграції енергетичної, екологічної та соціально-економічної політики.

Використання відновлюваних джерел енергії в конкретних енергосистемах (ЕС) на основі ВДЕ обумовлюється наступними факторами:

1. рівнем забезпечення регіону (району, міста тощо) традиційними і відновлюваними джерелами енергії з урахуванням їх потенціалу;
2. клімато-метеорологічними умовами;
3. структурою систем постачання та використання енергії;
4. вимогами до якості електричної та теплової енергії;
5. типом та параметрами навантаження;
6. вимогами до погодинного графіка енергопостачання;
7. економічними та екологічними факторами.

Ці джерела енергії мають такі **переваги** у порівнянні з традиційними:

- а) практично невичерпні, тому що весь час поновлюються від першоджерел;
- б) не забруднюють навколишнє середовище тепловими та хімічними викидами;
- в) під час їх використання відпадає необхідність у добуванні, переробці та транспортуванні первинних енергоносіїв – вугілля, нафти, газу;
- г) відпадає необхідність використовувати у великих обсягах воду для охолодження в теплоенергоустановках, збирати та транспортувати відходи попелу, продукти розпаду і горіння;
- д) значно скорочується кількість обслуговуючого персоналу;
- е) ці джерела енергії максимально наближені до місць їх споживання, тому відпадає необхідність у транспортуванні енергії (за винятком електричної) на далекі відстані.

Але відновлювані джерела енергії мають і суттєві **недоліки**, що гальмує прискорення їх використання. Основними із них є такі:

- а) низька густина енергії в одиниці об'єму;
- б) значні зміни їх енергетичного потенціалу в часі та географії користування;
- в) наявність суттєвих інженерно-технічних проблем у створенні ефективних технологій отримання енергії і, як наслідок, висока собівартість енергії.

Поруч із такими цінними якостями ВДЕ, як їх відновлюваність і екологічна безпека, їм притаманна дуже мала густина енергетичного потоку через одиницю площі, що призводить до дуже великих поверхонь для отримання відновлюваної енергії в практичних розмірах. Наприклад, для сонячних, вітрових і

геотермальних ПДЕ густина енергії становить менше одного кіловата на квадратний метр, тоді як у сучасних котлах та ядерних реакторах досягають у тисячі разів більшої густини. Тому нетрадиційні енергоустановки мають значно більші габарити і металоємність у порівнянні із діючими тепловими та атомними електростанціями. Наприклад, для виробництва однакової кількості теплової енергії сонячною установкою порівняно із звичайною котельною необхідні розміри пристрою мають бути у триста разів більшими, а для виробництва електроенергії вітроенергетичною установкою порівняно з АЕС – у дві з половиною тисячі разів.

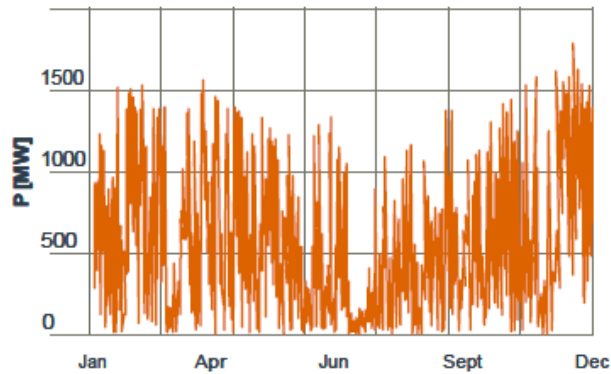
Однією з причин обмеженого використання відновлюваних джерел енергії є дискретність енергетичних потоків – періодичність надходження та змінність енергетичного потенціалу, що до останнього часу спричиняло значні ускладнення в багатьох випадках їх використання і не відповідало сучасним вимогам щодо енергопостачання споживачів. Крім того, в процесі широкомасштабного впровадження обладнання відновлюваної енергетики постає проблема створення регулюючих потужностей на основі традиційних енергосистем для забезпечення стабільного енергопостачання в періоди відсутності енергії ВДЕ. Безумовно, в деяких випадках така необхідність є цілком виправданою, однак у даний час в рамках відновлюваної енергетики існує цілий ряд технічних засобів та методів вирішення проблеми, в тому числі за рахунок використання акумуляторів електричної та теплової енергії.

Приклади мінливості вітрової енергії (потужності ВЕС) та рівнів інсоляції (потужності СЕС) наведено на рис. нижче.



Рис. 2.1. Приклад мінливості швидкості вітру

YEARLY



DAILY

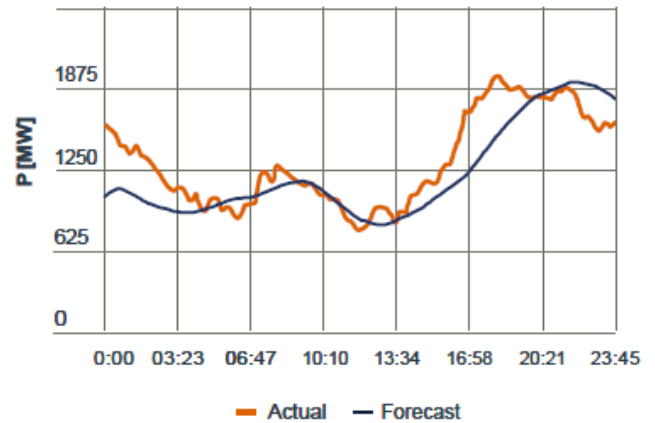
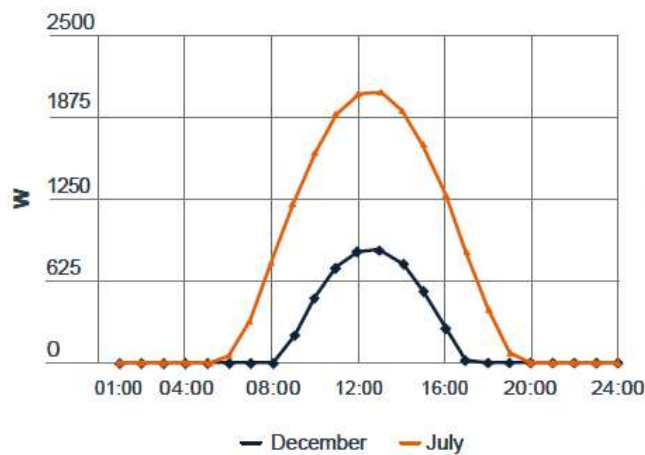


Рис. 2.2. Приклади річної та денної мінливості вітрової енергії (Ірландія)

SEASONALITY



DAILY

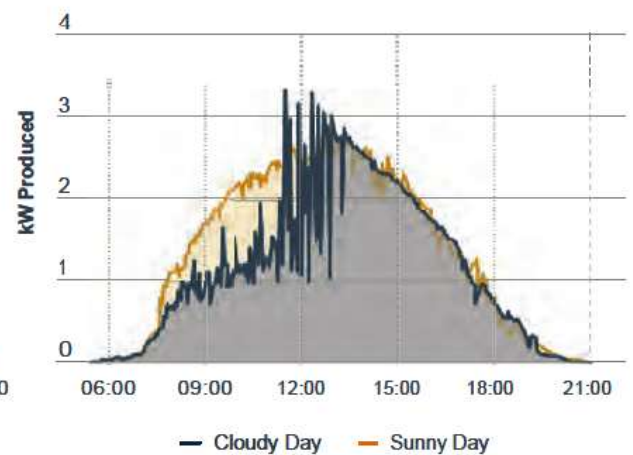


Рис. 2.3. Приклади мінливості сонячної енергії (Італія)

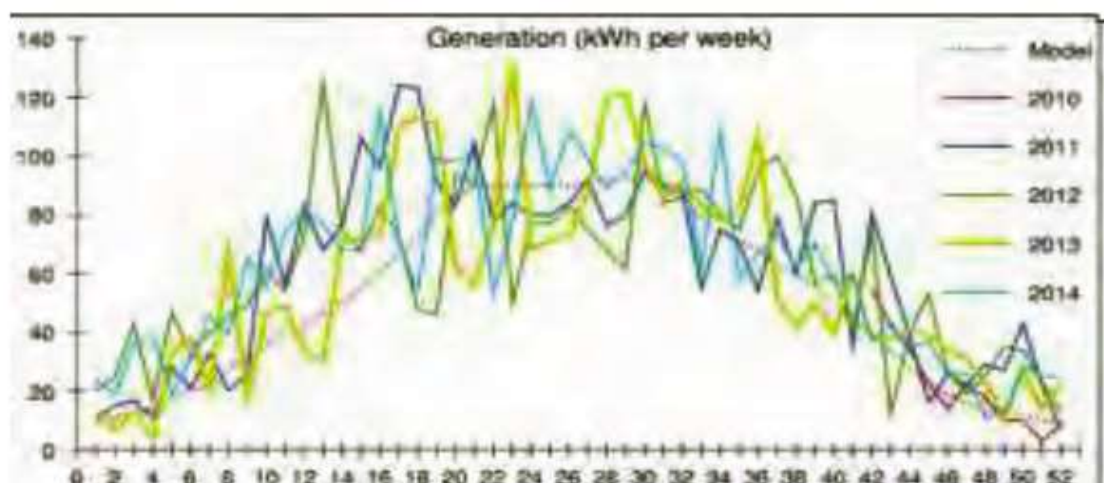


Рис. 2.4. Зміна продуктивності СЕС впродовж року (по тижнях)

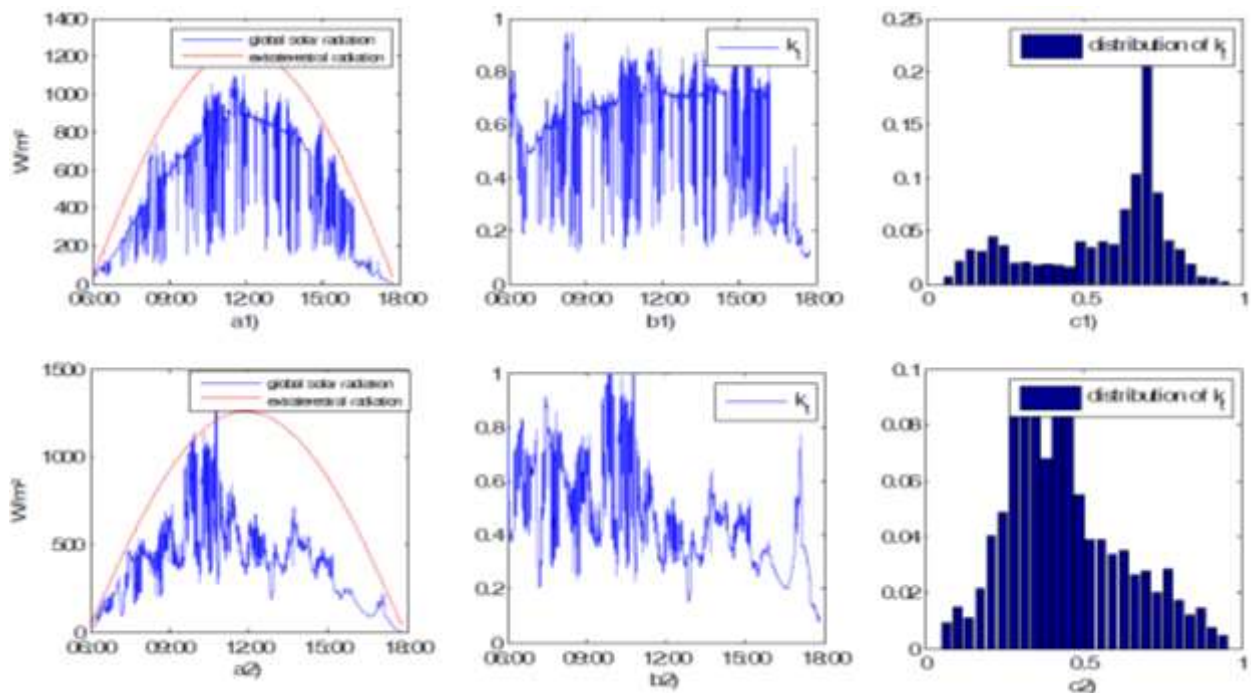


Рис. 2.5. Приклади розподілу інтенсивності освітлення (прозорості атмосфери)

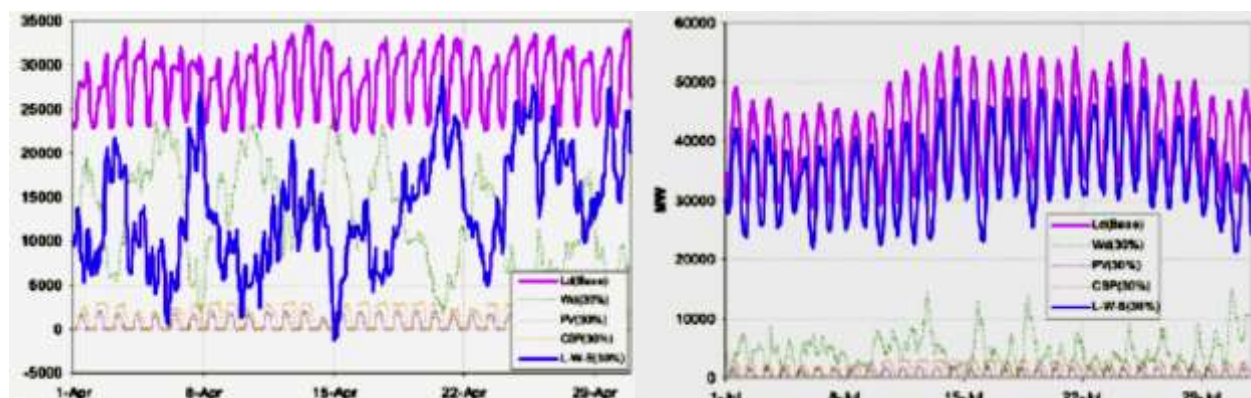


Рис. 2.6. Приклади роботи локальної енергосистеми в квітні (зліва) та липні (справа) при 30% вітрової та 5% сонячної енергії. Генерація ВЕС (зеленим), СЕС (червоним), геліотерм. (жовтим). Загальне навантаження - ліловим, та чисте навантаження (синім) – поточні потреби оператора енергосистеми при високому рівні впровадження ВДЕ.

Як видно з дослідження реальних погодних умов, можлива ситуація (15 квітня), коли генерація ВДЕ перевищує споживання, і навантаження стає від'ємним (рис. 2.6 зліва). Це ускладнює роботу операторів енергосистеми, спричиняючи зустрічні потоки електроенергії.

Загалом несприятливою є ситуація одночасного зростання потреб і зниження генерації ВДЕ; натомість їх синхронна зміна не створює негативного впливу на роботу енергосистему і розвантажує традиційну генерацію (рис.2.7).

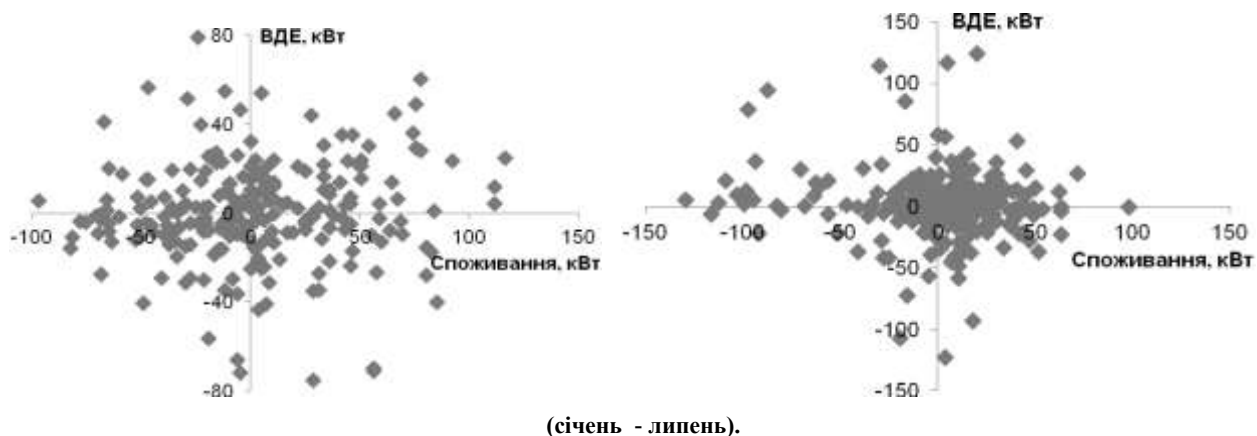


Рис. 2.7. Синхронні стрибки потужності ВЕС та споживання в різні сезони

Екологічні недоліки ВДЕ

Генерування енергії з альтернативних джерел в масштабах, необхідних для заміни викопних джерел енергії, в спробі відвернути глобальні зміни клімату, ймовірно, також матиме негативні впливи на навколишнє середовище. Наприклад, виробництво енергії з **біомаси** буде необхідно збільшити в 7 разів, щоб задовольнити поточний попит на первинну енергію, і до 40 разів до 2100 року, з урахуванням економічних і енергетичних прогнозів росту споживання. Люди вже відповідальні за 30-40% пов'язаного фотосинтезом вуглецю в усьому світі, що вказує на розширення додаткового збору біомаси, ймовірно, спричинення стресу для екосистем, а в деяких випадках виродження і зникнення видів тварин, які були позбавлені життєво важливих джерел їжі. Так, загальний обсяг захоплення енергії рослинністю в Сполучених Штатах щороку майже наполовину належить сільськогосподарським культурам і лісівництву. Решта біомаси необхідна для підтримки функцій і різноманітності екосистем. При цьому енергія біомаси може постачати лише дуже малу частину річного споживання енергії в США. Для забезпечення поточного попиту в усьому світі енергії виключно біомаси треба було б використати більше 10% поверхні суші Землі, що можна порівняти з використанням площі для всього світового сільського господарства (тобто, приблизно в 1,5 млрд. га), що свідчить про те, що подальше розширення застосування біомаси для вироблення енергії замість їжі буде важко досягти без етичного конфлікту, враховуючи поточну статистику голоду в світі.

Гідроелектростанції мають масивні греблі, або розташовані на течії річки. З урахуванням екологічних проблем (наприклад, міграція риби, знищення чутливих водних екосистем і т.д.) будівництво нових гребель для ГЕС навряд чи можливе в багатьох країнах. Гідроелектростанції на рівнинних землях займають набагато більшу площу, ніж в гористій місцевості або каньйонах, де водойми глибші. Так, для ГЕС Balbina на рівнинах Бразилії затоплено 2360 кв.км - і всього 250 МВт потужностей (більше 800 га/МВт). А станція 10 МВт в гористій місцевості займає менше 2,5 акрів (1 га). Затоплення земель для водосховищ ГЕС має екстремальний вплив на природу: руйнує ліси, місця проживання диких тварин, сільськогосподарські землі, зони відпочинку. У багатьох випадках цілі громади мають бути переселені. Водосховища використовуються для різних цілей: зрошення угідь, боротьби з повеннями, відпочинку, що має додатковий вплив на диких тварин. Є й безпосередній вплив на водні екосистеми. Крім

зміни міграційних шляхів, риба і інші організми можуть бути ушкоджені лопатами турбін.

Крім прямого контакту, є вплив на режим течії, що змінює кількість поживних речовин та кількість водоростей. Це потребує їх видалення чи завезення трав'янистих риб. Зростають втрати води через випаровування. Крім того, міліє русло нижче греблі, тому потрібен режим відбору води в певну пору року. Водосховище, як правило, має нижчий вміст кисню і іншу температуру. Для пом'якшення цих впливів є багаторівневі водозабори, з усіх глибин водойми.

Широке розгортання *вітростанцій* у масштабах, необхідних для заміни викопних джерел енергії, ймовірно, зіткнеться з опором громадськості. Так, якщо 100% попиту на енергію в США задовольняти за рахунок ВЕС, близько 80 мільйонів гектарів (тобто, більше 40% всіх наявних сільськогосподарських угідь в Сполучених Штатах) повинні бути покриті великими станціями (50 м до осі маточини і 250-500 м один від одного). Тому основний вплив вітрової енергетики на навколишнє середовище пов'язано із землекористуванням, і меншою мірою зі смертністю диких тварин (птиці, кажани і т.д.). Однак питання землекористування вирішуються простіше, якщо є можливість використовувати територію ВЕС, наприклад для потреб сільського господарства. Побоювання громадськості з приводу шуму і естетики (зміни ландшафту) будуть малоімовірними, якщо тільки відносно невелика частина електроенергії виробляється за допомогою вітряних установок у віддалених районах.

Вплив *геотермальної* енергетики на навколишнє середовище супроводжується рядом факторів. *Використання води*: гаряча вода з підземних резервуарів часто містить високі рівні сірки, солі та інших домішок, тому більшість установок мають замкнутий контур. Вода геотермальних установок також використовується для охолодження і повторного використання. Залежно від технології ГеоТЕС споживають 1700-4000 галонів води на МВт-год. Проте для охолодження часто використовують геотермальну, а не свіжу воду, що знижує загальний вплив на якість води. *Забруднення повітря*: є суттєва різниця між розімкнутим і замкнутим контуром систем щодо викидів в атмосферу. Системи з відкритим контуром виділяють сірководень, діоксид вуглецю, аміак, метан. Діоксид сірки викликає кислотні дощі, проте його викиди приблизно в 30 разів нижчі (на МВт-год), ніж у вугільних ТЕС. Інколи бувають невеликі обсяги викидів ртуті, там застосовують фільтри. Цей токсичний шлам необхідно утилізувати в місцях захоронення. *Використання землі*: площа геотермальної станції залежить від запасу ресурсів, потужності, типу системи перетворення енергії, типу охолодження, розташування свердловин і трубопроводних систем, допоміжних споруд. Найбільша ГеоТЕС має потужність 1517 МВт, а площа 78 кв.км, або 13 акр/МВт.

Викачування води може викликати осідання ґрунту, для уникнення закачують охолоджену воду назад в геотермальний резервуар. Гідротермальні запаси розташовані на геологічних "гарячих точках", що мають високий рівень сейсмічної небезпеки. Є дані, що їх використання може збільшити частоту землетрусів. Тому геотермальні системи розміщують далі від населених районів.

Потенційні впливи *сонячної енергетики* на навколишнє середовище - землекористування та втрати місць проживання, використання води, а також

використання *небезпечних матеріалів* у виробництві - може сильно варіюватися в залежності від технології, яка включає в себе дві широкі категорії: фотоелектричні (PV) сонячні батареї та теплові станції. Загальні потреби в землі: для мережних ФЕС від 3,5 до 10 акр/МВт; для теплових від 4 до 16,5 акр/МВт (акр=0,4 га). Рекомендовані заходи: використання земель низької якості (спрацьовані родовища, складний рельєф, зони відчужень); для малих станцій – використання будівель. Використання сільгоспугідь ускладнене (на відміну від ВЕС). Фотоелементи не використовують воду (проте інколи їх миють), деяка її кількість потрібна в процесі виробництва.

Сонячні теплові установки з концентраторами потребують води для охолодження; обсяг залежить від конструкції, розташування, типу системи охолодження. Для циркулюючої технології з градирнею витрати від 600-650 галонів води на МВт-годину електроенергії (1 галон $\approx$ 3,8 л). Сухе охолодження знижує витрати на 90%.

Небезпечні матеріали використовуються в основному для очищення поверхні напівпровідника. Вони включають соляну кислоту, сірчану кислоту, азотну кислоту, фтористий водень, трихлоретан, ацетон. Також є ризики вдихання пилу кремнію. Відходи мають утилізуватись. Тонкоплівкові фотоелементи містять ряд токсичних матеріалів, в т.ч. арсенід галію, мідь-індій-галій-діселенід і кадмій-телурид. Вони можуть представляти серйозну загрозу довкіллю та здоров'ю. Виробники мають також сильні фінансові стимули для того, щоб ці цінні та рідкісні матеріали перероблялися, а не викидалися.

Досяжні рівні впровадження ВДЕ

На даний час виявлений технічний потенціал відновлюваних джерел енергії сумарно оцінюється в 150 ПВт·год/рік ($150 \cdot 10^{15}$ Вт·год/рік), при цьому практично реалізований потенціал становить близько третини цього значення (див. табл. нижче).

Таблиця 2.1. Технічний і практично реалізований потенціал основних видів ВДЕ

Вид енергії	Потенціал, ПВт·год/рік	
	Технічний	Практично реалізований
Сонячна	50	10
Гідравлічна	30	15
Вітрова	30	15
З органічних відходів	25	10
За рахунок температурного градієнта Світового океану	10	0 – 10
Геотермальна	4	2

Нова Директива ЄС, запропонована Європейською Комісією у 2008 р., присвячена зокрема особливостям ВДЕ. Цілі досягнення 20% НВДЕ стали обов'язковими. Для їх виконання зроблено розподіл між країнами ЄС квот обов'язкового використання ВДЕ в залежності від стартових умов та економічного розвитку. Гнучкий механізм досягнення визначених цілей дозволяє вико-

ристувати потенціал інших країн учасників, якщо там відновлювана енергія виробляється за нижчими цінами.

Таблиця 2.2. Досягнуті та заплановані показники щодо частки ВДЕ у валовому кінцевому споживанні енергії в країнах Євросоюзу (%)

Країни ЄС	2013	2020	Країни ЄС	2013	2020
ЄС	15,0	20			
Бельгія	7,9	13	Люксембург	3,6	11
Болгарія	19,0	16	Угорщина	9,8	13
Чехія	12,4	13	Мальта	3,8	10
Данія	27,2	30	Нідерланди	4,5	14
Німеччина	12,4	18	Австрія	32,6	34
Естонія	25,6	25	Польща	11,3	15
Ірландія	7,8	16	Португалія	25,7	31
Греція	15,0	18	Румунія	23,9	24
Іспанія	15,4	20	Словенія	21,5	25
Франція	14,2	23	Словаччина	9,8	14
Хорватія	18,0	20	Фінляндія	36,8	38
Італія	16,7	17	Швеція	52,1	49
Кіпр	8,1	13	Велика Британія	5,1	15
Латвія	37,1	40	Литва	23,0	23

Відповідно до Директиви ЄС з відновлювальних джерел енергії в країнах ЄС вимоги до забезпечення сталості охоплюють виробництво біопалив (вимоги щодо скорочення викидів парникових газів), виробництво сировини (обмеження щодо землекористування), а також питання соціальної сталості.

Відносно біопалива в Директиві пропонуються критерії «сталості» для різних видів палива, які дозволяють, з одного боку досягти 10% використання рідких біопалив на транспорті, з іншого – зберегти біорізноманіття довкілля. Головний акцент зроблено на дотриманні законодавства із землекористування, виконання якого дає можливість одержати державну підтримку. Виробники та постачальники сировини (біомаси) для виробництва біопалив мають підтвердити відповідність свого виробництва вимогам сталості, тобто що технологія вирощування біомаси передбачає виконання встановлених критеріїв сталості.

Викиди парникових газів: виконання цього критерію має на меті зменшення викидів парникових газів протягом повного життєвого циклу продукції у порівнянні з викопним паливом та передбачає його розрахунок.

Заборона виробництва біомаси на окремих територіях: виконання цього критерію має на меті збереження біорізноманіття (заповідні території згідно з національним законодавством, торфовища, території, які є важливими накопичувачами вуглецю, такі як водно-болотні угіддя, лісові масиви,) і передбачає визначення територій, призначених для природоохоронних цілей: біосферні заповідники; природні заповідники; національні та регіональні природні парки; території, які є накопичувачами вуглецю.

Директива вимагає, щоб біопаливо та біоріднини, які потрапляють на ринок ЄС, відповідали критеріям сталості. Якщо компанії-постачальники пального не можуть довести відповідність критеріям, таке біопаливо не може бути за-

раховано до національних цілей із використання ВДЕ і не може отримати фінансової підтримки (наприклад, звільнення від сплати податку). Критерії сталості застосовуються як до внутрішнього виробництва в ЄС, так і до імпорту біопалива та біомаси з інших країн. Країни-члени ЄС можуть створювати власні схеми підтримки (фінансової допомоги), щоб врахувати вищі витрати на біопаливо та біорідини, яке має кращі характеристики, ніж мінімально встановлені. Також країни-члени ЄС мають право встановлювати вимоги щодо перевірки інформації, яку заявляють компанії (системи верифікації).

Обов'язковими критеріями сталості є наступні:

- Біопалива мають гарантувати зменшення викидів парникових газів щонайменше на 35% (50% із 2017р. та 60% із 2018р.).

- Заборона виробництва сировини на територіях, які є цінними з точки зору збереження біорізноманіття (заповідні території, праліси), на територіях під торфовищами, на територіях, що є важливими накопичувачами вуглецю (водно-болотні угіддя, лісисті території). Відповідно до Директиви виробники не можуть змінювати цільове призначення земель, що (починаючи з січня 2008 року) підпадають під одну з цих категорій.

- Забезпечення вимог щодо належних умов праці та прав людини.

- Директива також містить вимоги щодо звітності з додаткових питань (охорона ґрунтів, води та повітря тощо).

Компанії, що продають біопаливо в країнах-членах ЄС, мають довести відповідальному органу країни-члену ЄС, що біопаливо, яке вони постачають на ринок, відповідає цим критеріям. З цією метою компанії мають використовувати незалежний аудит (сертифікацію).

До екологічних критеріїв сталості виробництва біомаси належить виконання виробником технологічних, агрономічних та технічних заходів, спрямованих на охорону родючості ґрунтів, проведення агрохімічної паспортизації ґрунтів. Біопаливо відрізняються від викопних видів палива щодо складу викидів парникових газів, але також сприяє забрудненню повітря частинами викидами сажі, окису вуглецю і оксидів азоту.

Національна індикативна ціль України – збільшення частки енергоносіїв, вироблених з ВДЕ, у структурі загального кінцевого енергоспоживання у 2020 році до рівня не менше як 11%. Зокрема, передбачалися такі показники:

- відновлювані джерела енергії в системах опалення і охолодження – 12,4 %;
- відновлювані джерела енергії в електроенергетиці – 11 %;
- відновлювані джерела енергії у транспортному секторі – 10 %.

Відповідно до розрахунків частки енергії, виробленої з відновлюваних джерел, у кінцевому споживанні в Україні у 2020 році, відповідно до правил Директиви 2009/28/ЄС, Україна досягла таких показників:

- відновлювані джерела енергії в системах опалення і охолодження – 9,3 %;
- відновлювані джерела енергії в електроенергетиці – 13,9 %;
- відновлювані джерела енергії у транспортному секторі – 2,5 %.

Як результат загальна частка відновлюваних джерел енергії станом на кінець 2020 року склала – 9,2 %.

Проект Національного плану дій до 2030 р.: Цей план визначає, що частка енергоносіїв, вироблених з ВДЕ, у структурі загального кінцевого енергоспоживання має становити не менше як 27 % у 2030 році. Враховано стратегічну ціль із формування частки генерації з відновлюваних джерел енергії в загальному виробництві електроенергії на рівні 25% у 2030 році, у виробництві теплової енергії об'єктами у сфері тепlopостачання у 2025 році – 30%, у 2035 році – 40%; у транспортному секторі на рівні не менше 14% до 2030 року.

Таблиця 2.3. Оцінка загального обсягу споживання з кожного джерела відновлюваної енергії в Україні, для досягнення частки енергії з ВДЕ в електрогенерації на 2021-2030 роки

Виробництво електроенергії за видами джерел	2020 рік		2021 рік		2022 рік		2030 рік	
	МВт	ГВт-год	МВт	ГВт-год	МВт	ГВт-год	МВт	ГВт-год
Гідроелектростанції:	4 824	6 002	4 829	8 149	4 832	7 270	5 108	7 715
<i>потужністю понад 10МВт</i>	4708	5793	4708	7879	4708	6995	4 958	7 400
<i>потужністю до 10 МВт</i>	116	209	121	270	124	275	150	315
Геотермальна енергія							20	100
Сонячні фотоелектростанції, у тому числі	6 872	5 969	7 573	8 065	7 826	8 340	9 947	10 542
<i>виробники</i>	6 093	5 236	6 423	7 065	6 492	7 206	7 000	8 332
<i>споживачі</i>	779	733	1 150	1 000	1 335	1 134	2 947	2 210
Вітрові електростанції, у тому числі	1 314	3 271	1 605	3 992	2 503	6 750	5 033	15 251
<i>наземні</i>	1 314	3 271	1 605	3 992	2 503	6 750	4 733	14 200
<i>морські (офшорні)</i>							300	1 051
Біомаса, у тому числі	210	755	270	957	397	1 532	1 533	6 633
<i>тверда</i>	107	284	153	550	228	889	900	3 600
<i>біогаз</i>	103	471	117	407	169	643	633	2 533
<i>біометан</i>								500
Високоманеврова потужність з можливістю швидкого запуску					300		1350	
Система накопичення енергії					100		640	
Всього (з відновлюваних джерел)	13 220	15 997	14 277	21 163	15 559	23 892	21 641	40 241

Технічні обмеження

Існують дебати щодо обмежень і можливостей, пов'язаних з використанням відновлюваних джерел енергії.

Виробництво електроенергії з таких джерел, як вітер і сонце, іноді критикують за те, що воно змінне або переривчасте. Проте Міжнародне енергетичне агентство заявило, що це стосується тільки окремих відновлюваних джерел енергії, в основному вітру і сонячних батарей, і залежить від цілого ряду чинників, таких як частка ВДЕ в загальній генерації.

Дослідження ДН НЕК «Укренерго» як оператора мереж формують бачення досяжних обсягів впровадження ВДЕ для України:

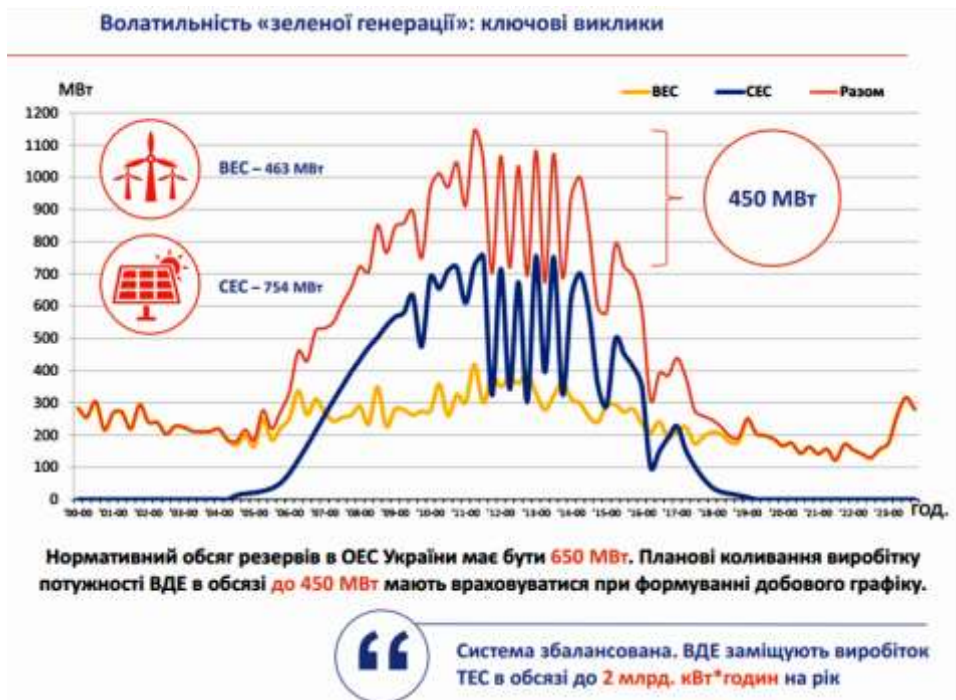


Рис. 2.8. Приклад існуючої (початок 2018 р.) мінливості ВДЕ

Зелена генерація: точка біфуркації



Рис. 2.9. Граничні значення потужності ВДЕ при існуючому стані енергосистеми

Для визначення комплексного впливу мінливості ВДЕ на стійкість роботи енергосистеми необхідно виконати моделювання за різних умов відповідно до наступного плану проведення дослідження:

- аналіз стійкості енергосистеми в поточній схемі;
- аналіз стійкості в перспективній схемі, що відповідає часу вводу в експлуатацію ВДЕ, але без ВДЕ;
- аналіз коливальної стійкості в перспективній схемі з урахуванням ВДЕ.

Виробництво електроенергії від сонця залежить від кількості світлової енергії в даному місці. Вона змінюється протягом дня, сезонів, залежить від хмарності і широти на земній кулі. Кліматичні фактори руйнують поверхню фотопанелей. Ці чинники є цілком передбачувані, а деякі сонячні теплові системи здатні акумулювати тепло для подальшого виробництва енергії, коли сонце не світить.

Вітер також є мінливим ресурсом, а кількість електроенергії, виробленої в будь-який даний момент часу за допомогою даної установки, буде залежати (серед інших факторів) від швидкості вітру, щільності повітря, а також характеристик турбіни. Якщо швидкість вітру занадто низька (менше, ніж приблизно 2,5 м/с), то вітрові турбіни не зможуть виробляти електрику, і, якщо вона занадто висока (більш ніж приблизно 25 м/с), турбіни повинні бути загальмовані, щоб уникнути пошкоджень. У той час як вихід енергії з однієї турбіни може значно і швидко змінюватися відповідно до локальної швидкості вітру, для значної кількості турбін на великій території середня вихідна потужність стає менш змінною.

Фактор потужності для PV-енергії досить малий, коливається в межах 10-20% від номінальної проектною потужності. Наземний вітер забезпечує КВВП на рівні 20-35%, а для офшорних ВЕС - до 45%. Це означає, що повинна бути встановлена більша загальна потужність для того, щоб досягти потрібної середньої за рік потужності.

Міжнародне енергетичне агентство стверджує, що критиками приділено занадто багато уваги до проблеми мінливості виробництва електроенергії з відновлюваних джерел. Ця проблема стосується тільки певних відновлюваних технологій, головним чином енергії вітру і сонячних батарей, і в меншій мірі гідроелектроенергії. Значення цієї «передбачуваної» мінливості залежить від цілого ряду чинників, які включають ступінь проникнення на ринок, баланс джерел енергії гнучкості мережі, а також гнучкості попиту. При високих рівнях проникнення ВДЕ на ринок потрібен ретельний аналіз і управління, а також додаткові витрати, які можуть знадобитися для диспетчеризації резервного генерування або модифікації енергосистеми. Частка електроенергії з ВДЕ в діапазоні проникнення 20-50% вже реалізована в ряді європейських систем, хоча і в контексті комплексної європейської енергосистеми.

У 2011 році Міжурядова група експертів зі зміни клімату, обраних Організацією Об'єднаних Націй, визначила, що енергетичні системи розвиваються, незважаючи на деякі складності. Основні технологічні межі дозволяють використання ВДЕ для задоволення більшої частини загального попиту на енергію в тих місцях, де існують відповідні ресурси. Якщо буде урядова підтримка і використано повний набір технологій використання ВДЕ, поставки енергії з відновлюваних джерел можуть скласти майже 80% споживання енергії в світі протягом наступних сорока років. Необхідні інвестиції в відновлювані джерела енергії будуть коштувати лише близько 1% світового ВВП на рік. Такий підхід може знизити викиди парникових газів до безпечного рівня.

Оскільки вітер дме під час штормових умов, коли сонце не світить, і сонце часто світить у спокійні дні з невеликим вітром, то поєднання енергії вітру і сонячної може задовольнити потреби в енергії, особливо, коли геотермальні джерела забезпечують стійку базу, а гідроелектростанції можна використовувати для заповнення прогалів генерації. «Мінливість сонця, вітру і так далі, виявляється, не проблеми, якщо ви робите кілька розумних речей. Одною з них є диверсифікувати свої відновлювані джерела енергії так, що коли погодні умови погані для одного виду, то гарні для іншого. По-друге, урізноманітнити місця розташування, щоб вони не всі одночасно мали ту ж погоду. По-третє, можна

використовувати стандартні методи прогнозування погоди для прогнозування вітру, сонця і дощу, і, звичайно, оператори ГЕС вже роблять це. По-четверте, інтегрувати всі свої ресурси відповідно попиту і пропозиції». Поєднання диверсифікації змінних відновлюваних джерел енергії за типом і місцем розташування, прогнозування їх зміни, а також їх інтеграції з регульованими відновлюваними джерелами енергії, гнучкі технології генерування, вчасне реагування на попит можуть створити енергетичну систему, яка має потенціал надійного задоволення наших потреб. Інтеграція все більш високих рівнів відновлюваних джерел енергії успішно продемонстрована в реальному світі.

Провідні інженери-енергетики не виявили жорсткої технічної межі щодо кількості енергії вітру, яку може бути інтегровано до електричних мереж. Жодне з більш ніж 200 міжнародних досліджень, офіційних досліджень для східних і західних регіонів США, Міжнародне енергетичне агентство, не знайшли технічних бар'єрів для інтегрування до 30% поставок змінної відновлюваної енергії в мережу, і в деяких дослідженнях набагато більше. Електропостачання з відновлюваних джерел в діапазоні 20-50% вже реалізовано в ряді європейських систем.

Частка енергії з відновлюваних джерел у валовому кінцевому споживанні енергії в Європейському Союзі (ЄС) в 2017 році досягла 17,5% в порівнянні з 17,0% роком раніше. У порівнянні з 2004 роком (8,5%) частка енергії з відновлюваних джерел зросла більш ніж удвічі. Частка «зеленої енергетики» є одним з основних показників Європейської стратегії 2020. Метою ЄС є отримання 20% енергії у валовому кінцевому споживанні енергії з відновлюваних джерел до 2020 року.

Україна станом на 1 жовтня 2018 р. мала в своєму розпорядженні ВЕС загальною встановленою потужністю 522 МВт, СЕС – 1096 МВт, станціями на біомасі – 43,8 МВт, біогазі – 44,6 МВт, малими ГЕС потужністю – 96,4 МВт. Загальна встановлена потужність ВДЕ – 1804 МВт (без урахування великих ГЕС та Криму, де раніше було запущено об'єкти ВДЕ потужністю 495 МВт). Частка ВДЕ у виробництві електроенергії в Україні становила 1,8%.

Станом на 1 жовтня 2019 р. частка ВДЕ (ВЕС, СЕС, біомаса) у виробництві електроенергії становила вже 3,6%, приріст потужностей за рік перевищив 107%. При цьому ще 5,4% становила енергія ГЕС та ГАЕС.

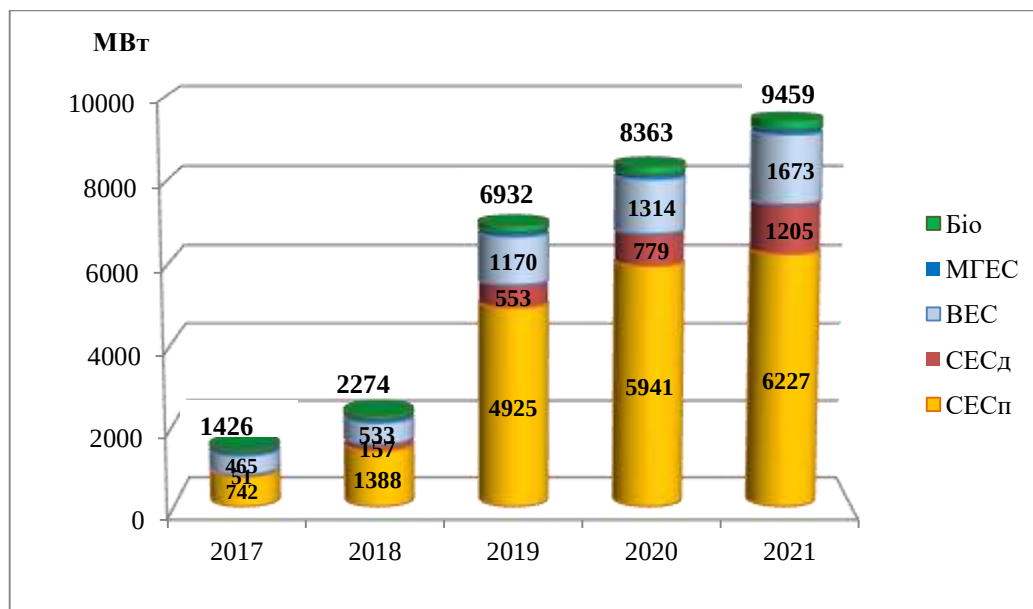


Рис. 2.10 Динаміка введення ВДЕ в Україні (МВт)

За Енергетичною стратегією України до 2020 частка відновлювальної енергетика мала зрости до 11% (з урахуванням великих ГЕС), до 2030 року 32%, до 2035 - до понад 35% зеленої енергетики.

Таблиця 2.4. Динаміка і структура виробництва електроенергії (НТСЕУ, 2020)

Виробіток електроенергії	2019 рік		2020 рік		+/- до 2019	
	млн кВт·г	%	млн кВт·г	%	млн кВт·г	%
Всього	153967,1	100,0	148854,0	100,0	-5113,1	-3,3
ТЕС та ТЕЦ, з них:	55785,0	36,2	52360,8	35,2	-3424,2	-6,1
ТЕС ГК	44915,1	29,2	39562,6	26,6	-5352,5	-11,9
ТЕЦ та когенераційні установки	10869,9	7,1	12798,2	8,6	1928,3	17,7
ГЕС та ГАЕС, з них:	7868,6	5,1	7583,5	5,1	-285,1	-3,6
ГЕС	6521,8	4,2	6026,2	4,0	-495,6	-7,6
ГАЕС	1346,8	0,9	1557,3	1,0	210,5	15,6
АЕС	83002,7	53,9	76202,5	51,2	-6800,2	-8,2
Альтернативні джерела (БЕС, СЕС, інші)	5542,2	3,6	10862,1	7,3	5319,9	96,0
Блок-станції	1768,6	1,1	1845,1	1,2	76,5	4,3

Таблиця 2.5. Динаміка і структура виробництва електроенергії (НТСЕУ, 2021)

Виробники електроенергії	2020 рік		2021 рік		+/- до 2020	
	млн кВт·г	%	млн кВт·г	%	млн кВт·г	%
Всього	148856,2	100,0	156601,0	100,0	7744,8	5,2
ТЕС та ТЕЦ, з них:	52360,8	35,2	45841,0	29,3	-6519,8	-12,5
ТЕС ГК	39562,4	26,6	37225,4	23,8	-2337,0	-5,9
ТЕЦ та когенераційні установки	12798,4	8,6	8615,6	5,5	-4182,8	-32,7
ГЕС та ГАЕС, з них:	7583,9	5,1	10449,9	6,7	2866,0	37,8
ГЕС	6026,5	4,0	9157,2	5,8	3130,7	51,9
ГАЕС	1557,4	1,0	1292,7	0,8	-264,7	-17,0
АЕС	76202,6	51,2	86206,3	55,0	10003,7	13,1
ВДЕ	10862,0	7,3	12527,1	8,0	1665,1	15,3
Блок-станції	1846,9	1,2	1576,7	1,0	-270,2	-14,6

Лекція 3

Вплив обсягів впровадження відновлюваних джерел енергії на потреби в маневрових потужностях об'єднаної енергосистеми

Проекти по досягненню високих рівнів споживання ВДЕ

На даний час (2018р.) в світі нараховується близько 150 запланованих та вже реалізованих проектів із повного переходу на ВДЕ. Вони поділяються категорії: міські, регіональні, державні, проекти у житловому фонді та у бізнесі. Серед таких проектів можна виділити наступні:

- Данія - до 2035 р. досягти 100% виробництва теплової та електричної енергії з ВДЕ та 100% енергії з ВДЕ в усіх секторах до 2050 р.
- В Ісландії вже досягнуто 100% виробництва електроенергії та 85% теплової енергії з ВДЕ.
- Шотландія: 100% електроенергії та 30% загальної потреби в енергії до 2020 р.
- Саудівська Аравія - до 2040 року повністю відмовитися від викопних палив й замінити їх ВДЕ.
- Ванкувер (Канада): у 2015 р. прийняті зобов'язання щодо переходу міста на 100% з ВДЕ.
- Франкфурт (Німеччина): запланована повна декарбонізація міста за рахунок ВДЕ та альтернативного автомобільного палива до 2050 року.
- Копенгаген (Данія): до 2035 р. досягти 100% виробництва теплової та електричної енергії з відновлюваних джерел та 100% енергії з ВДЕ в усіх секторах до 2050 р. Повна декарбонізація міста запланована до 2025 року. Наразі вже 98% населення отримують теплову енергію з твердих побутових відходів та біомаси.
- Мюнхен (Німеччина): 100% електроенергії з ВДЕ у житловому фонді до 2015 року та для всіх споживачів до 2025 року.
- Сідней (Австралія): 100% виробництва електроенергії, теплоти та холоду з ВДЕ до 2030 року.

За даними міжнародної організації CDP Global (Carbon Disclosure Project), з 620 міст, включених до звіту CDP, понад 100 зараз (2019 р.) отримують щонайменше 70% своєї електроенергії з відновлюваних джерел, таких як гідро, геотермальна, сонячна та вітряна. 275 міст повідомляють про використання гідроенергії, 189 виробляють електроенергію від вітру і 184 використовують сонячну фотоелектрику (листопад 2019). Сюди входить місто Рейк'явік, Ісландія, де геотермальна та гідроенергетика живлять велику частину міста, та місто Базель, Швейцарія, де 100% відновлюваних джерел енергії надходить від власної енергопостачальної компанії міста (Посилання: CDP, "The world's renewable energy cities", <https://www.cdp.net/en/cities/world-renewable-energy-cities>).

У США близько 58 міст взяли на себе зобов'язання перейти на 100% відновлювані джерела енергії. Такі міста, як Берлінгтон, Вермонт, доводять, що можливо живлення міста електроенергією, яка зараз надходить від вітру, сонячної, гідро - та біомаси.

У 2020 **Шотландія** вирішила повністю відмовитися від викопних джерел енергії та забезпечувати 100% своїх жителів та промисловість відновлюваною енергією.

У 2020 році на основі відновлюваних джерел енергії в Німеччині було вироблено 246 ТВт-год електроенергії, а їх частка у загальному виробництві електроенергії ФРН перевищила 50% (варто нагадати, що в лютому 2020 року, їх частка вперше перевищила 60% за один календарний місяць). Найбільшим джерелом виробництва електроенергії в ФРН у 2020 році стала вітроенергетика. Її частка в річному виробництві електроенергії в країні склала 27%. Загалом, вітрові електростанції згенерували більше електроенергії, ніж електростанції, що працюють на бурому та кам'яному вугіллі. А разом з сонячною енергетикою, вітрові електростанції виробили більше електроенергії ніж вугільні, газові та електростанції, що використовують нафтопродукти.

Результативність німецької енергетики в 2020 році підтверджує, що за нинішньої технологічної структури електроенергетики велика енергосистема може функціонувати з надзвичайно високою часткою змінних джерел ВДЕ, забезпечуючи надійне, безперебійне постачання споживачів.

Дані щодо планів окремих країн світу наведено в табл. 3.1.

Таблиця 3.1. Частка ВДЕ у валовому кінцевому енергоспоживанні деяких країн світу згідно даних їх офіційних енергетичних стратегій

Країна	2014	2020	2030	2040	2050
Австрія	30% 75% ¹⁾ (у 2015)	34% 16% ⁴⁾ (1990) 17% ⁵⁾ (2005)	н.д.	н.д.	н.д.
Данія	25% 20% ⁵⁾ (2005)	33%	55%	68%	100%
Німеччина	12,4% (у 2013) 27% ⁴⁾ (1990) 9% ⁵⁾ (2008)	18% 40% ⁴⁾ (1990) 20% ⁵⁾ (2008)	30% 55% ⁴⁾ (1990) 30% ⁵⁾ (2008)	45% 70% ⁴⁾ (1990) 40% ⁵⁾ (2008)	60% 80% ⁴⁾ (1990) 50% ⁵⁾ (2008)
Швеція	52,1% (у 2013)	50% 40% ⁴⁾ (1990) 20% ⁵⁾ (2008)	100% ³⁾	н.д.	100% ⁴⁾
Швейцарія	17,5% (у 2010)	45% 16% ⁵⁾	н.д.	56% (у 2035) 45% ⁵⁾ (у 2035)	60%
Індія	13% ¹⁾ (у 2015)	н.д.	40% ²⁾ 33-35% ⁴⁾	н.д.	н.д.
США (Гаваї)	20%	30%	40%	70%	100% (у 2045)
Коста-Рика	95-99% 100% ¹⁾ (у 2015)	100% ⁴⁾ (у 2021)	н.д.	н.д.	н.д.
Саудівська Аравія	1% (у 2015)	н.д.	н.д.	100%	н.д.
Уругвай	55% (у 2015) 94,5% ¹⁾ (у 2015)	88% ⁴⁾ (у 2017, 2009-2013)	100% ⁴⁾	н.д.	н.д.

Примітка: в дужках вказано рік порівняння або досягнення показника

- 1) У виробництві електроенергії. 2) Частка електрогенеруючих потужностей на ВДЕ.
- 3) У транспортному секторі. 4) Скорочення викидів парникових газів.
- 5) Підвищення рівня енергоефективності

Шотландія, яка 2021 року приймала кліматичний саміт ООН, вважається світовим лідером в галузі “чистої” енергетики. У 2015 році відновлювана енергія забезпечувала 59% потреб Шотландії. З того часу країна тільки розширювала її виробництво. У 2017 році 68,1% енергії поступало з “чистих” джерел, а у 2018 році ця цифра збільшилася до 74,6%. У період з січня по липень 2019 року

Шотландія виробила 9,8 млрд. кіловат-годин енергії завдяки вітрякам. Нею можна забезпечити 182% всіх шотландських будинків, або ж 100% будинків Шотландії й півночі Англії. Окрім вітрових електростанцій в Шотландії використовують й інші джерела відновлюваної енергії: сонячні, геотермальні, гідроелектричні та гідрокінетичні (енергія хвиль). Водночас в країні, після досягнення цілі з повного переходу на відновлювальну енергетику, планують і надалі розвивати галузь. Також влада планує відмовитися від викопних джерел енергії в галузях теплогенерації та транспорту. Відмовитись від бензинових і дизельних двигунів обіцяють до 2032 року.

На початок 2020 року повністю перейти на відновлювану енергію вдалося **Парагваю, Ісландії та Конго.**

Основні цілі Енергетичної Стратегії **Німеччини** до 2050 р. представлено в табл. 3.2. Закон про відновлювані джерела енергії 2012 року (*EEG 2012*) визнав ці цілі обов'язковими.

Таблиця 3.2. Основні показники Енергетичної Стратегії Німеччини до 2050 року

Показники	2012	2020	2030	2040	2050
Частка ВДЕ у загальному кінцевому споживанні енергії	10%	18%	30%	45%	60%
Частка ВДЕ у споживанні електроенергії	20%	35%	50%	65%	80%
Скорочення споживання первинної енергії (порівняно з 2008 р.)	-5%	-20%	-30%	-40%	-50%
Скорочення споживання електроенергії (порівняно з 2008 р.)	-1%	-10%	н.д.	н.д.	-25%
Скорочення кінцевого енергоспоживання на транспорті (порівняно з 2008 р.)	н.д.	-10%	н.д.	н.д.	-40%
Скорочення викидів парникових газів (порівняно з 1990 р.)	-27%	-40%	-55%	-70%	-80%

Після багаторічних дискусій європейські політики і бюрократія у 2018 р. прийшли до консенсусу: Європейська комісія, Європейський парламент і Рада Європи вирішили, що до 2030 року 32% кінцевого споживання енергії в ЄС має покриватися відновлюваними джерелами енергії. Угода доповнено застереженням: в 2023 році мета може бути переглянута, але тільки в бік підвищення. Мова йде не про електроенергію, а про все споживання енергії, включаючи транспорт і теплопостачання. В електроенергетиці дана планка в 32% досягнута в Європі вже сьогодні. До речі, до 2020 року частка ВДЕ в споживанні енергії ЄС мала досягти 20%. Тому 32% - це дуже амбітне завдання. У грудні 2017 Рада Європи проголосувала за 27%, але Європейський парламент, ряд держав, таких як Іспанія, Італія і Швеція, і численні групи інтересів лобіювали більш амбітний показник - 35% ВДЕ 2030 року, в результаті сторони досягли компромісу. Нова мета покликана допомогти виконати завдання Європейського Союзу щодо зниження викидів парникових газів до 2030 року на 40% від рівня 1990 року.

Вчені Стенфордського створили модель світової енергосистеми, яка до 2050 функціонуватиме виключно на основі відновлюваних джерел енергії. Робота називається «100% чиста і відновлювана енергія на основі вітру, води і со-

ння для всіх секторів. Дорожні карти для 139 країн світу» (100% Clean and Renewable Wind, Water, and Sunlight All-Sector Energy Roadmaps for 139 Countries of the World). Автори склали відповідні програми переходу «до стовідсотково чистої енергії» для 139 країн (з достатнім обсягом вихідних статистичних даних для аналізу), в яких описані шляхи трансформації і те, що повинно вийти на виході. Модель передбачає, що вже до 2030 року 80% світової енергії вироблятиметься відновлюваними джерелами. А до 2050 їх частка буде доведена до 100%. Важливо відзначити, що в моделі мова йде не про електроенергетику, а все споживання енергії людством. Рішення, яке пропонують вчені – це «повна електрифікація». Тобто всі сфери, в яких споживається енергія (транспорт, опалення/охолодження, промисловість, сільське господарство/лісове господарство/рибальство) повинні бути електрифіковані. При цьому структура генерації буде виглядати наступним чином. Основним виробником енергії стане сонячна енергетика (фотоелектрична і теплова сумарна 57,55%), вітроенергетика забезпечить 37,14%, гідроенергетика – 4%, енергія хвиль – 0,58%, припливів – 0,06%, геотермальна – 0,67 %. Тобто, майже як у приказці: сонце, вітер і вода - наші кращі друзі, тобто забезпечують все земне енергоспоживання. Для цього сценарію дослідники зі Стенфорда використовують відповідну аббревіатуру: WWS - wind, water, solar.

Сумарний обсяг потужностей, який потрібно побудувати в світі для виконання умов моделі, дорівнює приблизно 46,2 терават (46200 гігават), і це не рахуючи 6 тисяч ГВт – додаткових пікових потужностей/накопичувачів енергії! Неймовірна цифра, якщо враховувати, що встановлена потужність світової електроенергетики дорівнює сьогодні приблизно 6,5 тис. ГВт. Сума інвестицій, які потрібні для здійснення такої енергетичної трансформації, також вражає – 125 трильйонів доларів США. Для розміщення цих потужностей знадобиться трохи менше одного відсотка земної поверхні (суші). Слід зазначити, що модель передбачає істотне зниження споживання енергії до 2050 в порівнянні з традиційними прогнозами (business as usual). Лише в малій ступені це станеться за рахунок зростання енергоефективності.

Основний виграш, пов'язаний з електрифікацією – відпадають втрати енергії в процесі перетворення палива («електродвигун ефективніше двигуна внутрішнього згоряння»), та витрата енергії, пов'язана з видобутком, переробкою і доставкою викопного сировини.

Такий сценарій розвитку енергетичного сектора забезпечить виконання самої амбітного завдання Паризького кліматичного клімату – обмежить підвищення температури 1,5 градусами Цельсія, і при цьому, «технічно і економічно досяжно», вважають автори дослідження. Дійсно, практично всі необхідні технології для такого переходу вже є на ринку.

Україна – розроблено проект «Перехід України на відновлювану енергетику до 2050 року» (за результатами моделювання базового та альтернативних сценаріїв розвитку енергетичного сектору), розробник - Інститут економіки та прогнозування НАН України за участі Представництва Фонду ім. Г. Бюлля в Україні, 2017 рік.

Потреби в резервних потужностях

Інтеграція відновлюваних джерел енергії привела до виникнення деяких проблем зі стабільністю мережі. Спочатку такі проблеми зіткнулися країни з високим рівнем впровадження ВДЕ, зокрема Німеччина. Коливання напруги викликали проблеми для чутливого обладнання. В одному випадку, алюмінієвий завод в Гамбурзі був змушений зупинитися, коли високочутливий монітор прокатного стану зупинив виробництво так різко, що спричинило аварію. Несправність була викликана тим, що напруга електромережі була ослаблена за мілісекунди. За порівняно короткий період (три роки) кількість відмов зросла на 31%, і майже половина з цих невдач призвели до зупинок виробництва.

Важливими факторами при цьому є швидкість та амплітуда змін генерованої потужності, їх узгодженість з добовими графіками споживання електроенергії та її виробництва іншими електростанціями. Очевидно, у випадку вітрових та сонячних станцій можна говорити лише про оцінку ймовірності таких факторів. Щодо вітрових станцій, існує значний досвід практичного використання ВЕС, зокрема щодо зміни їх потужності при різких перепадах швидкості вітру. Так, за даними Міжнародної енергетичної агенції (IEA), для ВЕС в екстремальних погодних умовах зафіксовано стрибки потужності зі швидкістю 10-35% номінальної потужності за годину (окремі значення – майже до 40%). Проте середній темп змін – 5% на годину. Щодо змін за одну хвилину – зафіксовано максимальні значення 0,5-0,8% номінальної потужності. Розмах коливань потужності для одиничних агрегатів в цілому більший, ніж для ВЕС, що займають значну територію. Так, для 1-годинного осереднення стандартне відхилення зростає десь на третину при переході від великої кількості ВЕУ (понад 250) до малої (до 14 одиниць). На більш тривалих інтервалах часу можливі суттєвіші коливання потужності; в екстремальних ситуаціях вітроустановки зупиняють повністю. Враховуючи, що грозовий фронт звичайно потребує 4-6 годин, щоб перетнути територію в сотні кілометрів, для такого часового масштабу актуальним є застосування різних методів прогнозування роботи ВЕС. Як приклад, наведемо деякі дані про екстремальні перепади потужності, зафіксовані під час штормової погоди:

- у Данії: 2000 МВт (83% загальної потужності) зниження за 6 годин, та 12 МВт (0,5%) за хвилину;
- в Німеччині: понад 4000 МВт (58% потужності) зниження протягом 10 годин, та 16 МВт (0,2%) за хвилину;
- в Ірландії: 63 МВт (12% потужності) за 15 хвилин, 144 МВт за годину (29%) і 338 МВт (близько 68%) за 12 годин;
- у Португалії: 700 МВт (60% потужності) зниження за 8 годин;
- в Іспанії: 800 МВт (7% потужності) зростання за 45 хвилин, а також 1000 МВт (9%) зниження за 1 годину 45 хвилин.

В Китаї технічні правила приєднання ВЕС до енергосистеми передбачають, що для потужностей до 30 МВт допустимі коливання не перевищують 6 МВт за годину (тобто в межах 20% номінальної потужності). Очікувані потужності прогножуються в диспетчерському плані ВЕС, і відхилення від плану мають перебувати в означених межах.

Відповідно до світового досвіду, при інтеграції до енергосистеми значних потужностей ВЕС та СЕС можуть виникнути певні проблеми з забезпеченням

надійного балансу між виробництвом та споживанням електроенергії, пов'язані з нестабільністю поточної потужності вітроелектричних установок. Згідно з досвідом країн з високим рівнем ВДЕ (понад 1 ГВт), певну частку виробленої відновлюваної електроенергії енергосистема може поглинати практично без будь-яких складнощів, але при перевищенні цієї величини виникають труднощі як мережевого, так і режимного характеру. Здебільшого порогова величина оцінюється як 10% від загального споживання електроенергії в країні зі слабкою інтегрованістю енергосистеми.

Розглядаються різні стадії впровадження ВДЕ (дослідження ІЕА «Getting Wind and Sun onto the Grid»).

1) $E_{VRE} < 3...5\%$ (kWh). Інтеграція мінливих ВДЕ (VRE) не робить помітного впливу на мережу. Нестабільна генерація ВЕС і СЕС – в межах щоденних «природних» змін попиту на електроенергію.

2) $E_{VRE} = 3...15\%$ (kWh). ВДЕ вже починають серйозно впливати на систему, але цей вплив регулюється відносно просто удосконаленням методів управління ЕЕС, наприклад прогнозуванням виробітку ВЕС та СЕС.

3) $E_{VRE} = 15...25\%$ (kWh). Суттєві виклики для ЕЕС. Вплив відчувається як на рівні системи в цілому, так і на роботі традиційних електростанцій. На перше місце виходить *гнучкість* енергосистеми – її здатність реагувати на мінливість балансу попиту і пропозиції. Два головних ресурси цієї стадії: керовані (маневрені) електростанції і управління попитом, а також нові технології накопичення енергії.

4) $E_{VRE} = 25...50\%$ річного виробітку, з підвищеннями до 100% добового споживання. Виклики носять «високотехнологічний» характер (ІЕА). Потрібна ще більша гнучкість системи, здатність до самовідновлення після різких і об'ємних коливань генерації.

Експерти повідомляють, що є принаймні сім способів проектування і експлуатація систем зі змінними ВДЕ, так щоб вони надійно задовольняли попит на електроенергію:

1) генерація географічно рознесена, змінні за природою джерела енергії (наприклад, вітру, сонця, хвиль, припливів) значно згладжують подачу електроенергії.

2) слід використовувати додаткові стабільні джерела енергії (наприклад, гідроелектростанції), щоб заповнити тимчасові проміжки між попитом і генерацією.

3) використовується «розумне» управління попитом, щоб перенести досить гнучкі навантаження на час, коли доступно більше відновлюваних джерел.

4) накопичення електричної енергії (акумуляторні батареї, газоподібний водень, розплавлені солі, стиснене повітря, ГАЕС, маховики), для подальшого використання.

5) оптимізувати розмір генеруючих потужностей, щоб мінімізувати час, коли доступні відновлювані джерела генерують менше, ніж поточний попит, і забезпечити використання вільних потужностей для виробництва водню, тощо.

б) накопичення електричної енергії в акумуляторах електромобілів, відомих як «мережевий транспортний засіб».

7) прогноз погоди (вітри, сонце, хвилі, припливи і опади) допоможе краще планувати потреби енергопостачання.

Інтеграція ВДЕ великої потужності в енергосистему породжує ряд, на перший погляд, важко вирішуваних проблем. В основному ці проблеми були пов'язані з конструктивними особливостями електричних установок і непостійністю енергоносія, використовуваного ВЕС та СЕС. В результаті, на початкових етапах системні диспетчери неохоче йдуть на інтеграцію ВДЕ в енергосистему.

Поява сучасних ВЕУ з висотою башти близько 100 м і застосування складних систем управління роботою ВЕУ дозволило досягти більш стабільною генерації електроенергії ВЕС і, як наслідок, уникнути багатьох проблем виникають при роботі потужних ВЕС в енергосистемі. Це дозволило інтегрувати в енергосистеми багатьох країн потужності ВЕС співмірні з встановленою потужністю електростанцій на органічному паливі.

Країни-члени ЄС відповідно до вимог Директив і Регламентів, загальноєвропейських і національних нормативно-правових актів зобов'язані створювати економічно вигідні умови роботи ВДЕ у відповідних енергосистемах, забезпечувати впровадження схем вільного використання електроенергії з ВДЕ. На національному рівні кожна з країн-членів ЄС здійснює диференційований підхід до вирішення зазначених питань. У кінці 1980-х рр. компанії розподільчої мережі Європи використовували невеликі ВЕУ і ВЕС, приєднані до розподільчої мережі. На той час Стандарт IEEE 1001 (IEEE, 1988) *«Керівництво з установами зв'язку між об'єктами розсіяного зберігання і генерації та енергосистемою загального користування»* був єдиним керівництвом IEEE, який визначав порядок приєднання об'єктів відновлюваних джерел генерації до розподільчих мереж, і включав основні питання якості електроенергії, захисту обладнання та безпеки. У зв'язку із закінченням терміну дії стандарту з 1998 по 2002 рр. робочою групою IEEE (Інститут інженерів з електротехніки та електроніки) – міжнародною організацією інженерів, розроблено рекомендації з приєднання та видачі генерації ВДЕ *«Стандарт IEEE для приєднання ресурсів видачі до електроенергетичних систем»* (IEEE, 2003). У спільному меморандумі Міжнародного енергетичного агентства (МЕА) і Міжнародної організації із стандартів (ISO) *«Міжнародні стандарти для розробки та просування енергоефективності та відновлюваних джерел енергії»* відзначається важливість ролі стандартизації для розвитку ВДЕ як потужного інструмента впровадження нових технологій і передового досвіду, розвитку ринків електроенергії та координації урядових політичних заходів щодо розвитку та використання ВДЕ. На національному рівні, починаючи з 1980-х рр., компанії розподільчих електромереж в Європі почали розробляти свої власні правила приєднання та стандарти. Протягом 1990-х рр. ці правила приєднання було узгоджено на національному рівні ряду країн (наприклад, у Німеччині, Данії тощо.) У процесі узгодження брали участь мережеві асоціації, а також вітроенергетичні асоціації, які представляли інтереси розробників ВЕС та їх власників. Слід зазначити, що в Європі урядові організації практично не беруть участі у формуванні директив, що визначають правила приєднання. В інших регіонах світу, зокрема в США (у штатах Техас і Ка-

ліфорнія), енергетичні регулюючі органи брали участь у розробленні правил приєднання в розподіленій генерації (DG). Зокрема, Директива приєднання для розподіленої генерації в Техасі (PUCT, 1999) та Правил приєднання для розподіленої генерації в Каліфорнії (Каліфорнійська Енергетична Комісія, 2000). У Європі національні правила приєднання постійно вдосконалювалися у зв'язку з розвитком генерації у вітроенергетиці і впровадженням нових технологій ВЕУ, у тому числі технологій асинхронних генераторів подвійного живлення (DFIGs).

Із урахуванням інтенсивного зростання потужності як ВЕУ, так і потужності ВЕС виникла необхідність у розробленні правил приєднання ВЕС до високовольтних мереж для організації та видачі електроенергії потужних вітроелектростанцій або груп електростанцій. Національні та регіональні правила приєднання, а також правила комунальних підприємств у країнах Євросоюзу формуються з урахуванням вимог і рекомендацій міжнародних організацій:

- Міжнародна електротехнічна комісія (ІЕС) – 61400-21 «Вимірювання та оцінка якісних характеристик енергії ВЕУ, підключених до мережі»;
- Інститут інженерів з електротехніки та електроніки (ІЕЕЕ) – 519 стандарт «Режими роботи і вимоги для гармонійного контролю в електроенергетичних системах, рекомендовані ІЕЕЕ», який застосовується в усіх енергетичних пристроях, використовуваних у промисловості, і установлює рівні напруги, гармонійних складових напруги і вимог до розподіленої генерації.

Відповідно до Закону України «Про ринок електричної енергії» було впроваджено Кодекс системи передачі і Кодекс систем розподілу, які затверджені постановами НКРЕКП від 14 березня 2018 року №№ 309 і 310, та набрали чинності 19 квітня 2018 року.

В Україні прийнято СОУ НЕК 341.001:2019 «Вимоги до вітрових та сонячних електростанцій при їх роботі паралельно з об'єднаною енергетичною системою України». Чинний від 2019-01-28, розроблено ДП «Національна енергетична компанія «Укренерго». Виходячи з рівня балансової та експлуатаційної надійності роботи ОЕС України, вимоги цього стандарту поширюються на ВЕС та СЕС відповідно до їх загальної номінальної потужності та напруги в точці загального приєднання (далі – ТЗП) згідно

з класифікацією, встановленою Кодексом системи передачі:

- тип А – ВЕС і СЕС малої потужності, до 1 МВт включно, які приєднані до електричних мереж напругою нижче 110 кВ;
- тип В – ВЕС і СЕС середньої потужності, від 1 до 20 МВт включно, які приєднані до електричних мереж напругою нижче 110 кВ;
- тип С – ВЕС і СЕС середньої потужності, від 20 до 75 МВт включно, які відчутно впливають на загальний баланс енергосистеми та приєднані до електричних мереж напругою нижче 110 кВ;
- тип D – ВЕС і СЕС великої потужності, понад 75 МВт, а також електростанції з напругою приєднання 110 кВ і вище незалежно від їх потужності.

ВЕС, побудовані на базі сучасних ВЕУ, на відміну від своїх попередників, з успіхом можуть виконувати ряд системних функцій з якими раніше могли впоратися тільки традиційні електростанції. Перш за все, це:

- контроль частоти, напруги та реактивної потужності в точці приєднання;

- підтримання балансу потужності в енергосистемі;
- участь у вторинному регулюванні.

Це стало можливо завдяки створенню нових схем ВЕУ з застосуванням перетворювальної силової електроніки.

Слід відмітити, що в більшості штатів США, у Канаді, Бразилії, Китаї та інших країнах плата за приєднання до електромереж не нараховується, компенсація витрат енергокомпаній на ці цілі здійснюється через формування цінової і тарифної політики.

Відновлювані джерела енергії природним чином поповнюються, і технології відновлюваної енергії підвищують енергетичну безпеку для бідних на енергію районів, оскільки знижують залежність від зовнішніх джерел палива. На відміну від електростанцій, що спираються на уран і плутоній з вторинної сировини, вони не схильні до волатильності світових ринків палива. Відновлювані джерела живлення децентралізують енергопостачання і тому зводять до мінімуму необхідність виробництва, транспортування і зберігання небезпечних видів палива. Надійність вироблення електроенергії підвищується за рахунок вироблення енергії, близької до споживача. Випадкове або навмисне відключення електрики зачіпає меншу кількість потужності, ніж збої при роботі більш потужної станції.

Зі збільшенням частки ВДЕ у виробництві електроенергії трансформуються принципи управління енергетичним господарством, змінюється його структура. Так, у доповіді консалтингової компанії DNV GL (грудень 2017 р.) підкреслюється важливість гнучкості (flexibility) для енергетичних ринків майбутнього. Під «гнучкістю» тут розуміється «послуга, яка дає можливість електроенергетичній системі реагувати на коливання і невизначеність щодо попиту та пропозиції, підтримуючи і відновлюючи стабільну і безпечну роботу в рамках системи». В роботі розповідається, яким чином можна уникнути дисбалансів, які можуть привести до нестабільності в роботі енергосистем. Автори доповіді, який називається «Flexibility in the Power System - The need, opportunity and value of flexibility», вважають, що нинішня енергосистема стикається сьогодні з новими ризиками в зв'язку з дією наступних трьох факторів. По-перше, швидкий розвиток відновлюваної енергетики – як великих, так і малих розподілених об'єктів, по-друге, зростання виробництва електроенергії в цілому, по-третє, електрифікація транспорту, а також секторів тепло- і холодопостачання.

Гнучкість необхідна для компенсації нестабільності (стохастичності) будь-якого сорту і забезпечення таким чином балансу між попитом і виробленням енергії. Гнучкість забезпечується не тільки широкомасштабним впровадженням накопичувачів енергії, про що багато говорять, але є й інші інструменти, такі як управління попитом і заходи щодо посилення та розширення мережевого господарства.

Підкреслюється важливий момент: збільшення обсягів і частки ВДЕ (мінливої сонячної і вітрової енергетики) в енергосистемі не потребує істотного збільшення балансуєчого резерву (balancing reserve). На прикладі Німеччини показується, що зростання встановленої потужності зазначених ВДЕ майже в три рази в період 2008-2014 супроводжувалося не зростанням, а зниженням балансуєчого резерву і відповідних витрат.

Сьогодні вже не ставиться під сумнів, що енергосистема буде в значній мірі ґрунтуватися на відновлюваних джерелах енергії. Тому на перше місце виходять питання технологічно і економічно оптимального, гнучкого управління великими обсягами стохастичної генерації.

Ключовим показником, за допомогою якого оцінюється якість роботи енергосистеми є SAIDI (System Average Interruption Duration Index) – середній час непланових перерв енергопостачання на одного споживача в рік. Виявляється, незважаючи на енергетичний поворот і значне збільшення частки ВДЕ (вітру і сонця) у виробленні електроенергії, надійність німецької енергосистеми в порівнянні з 2006 роком істотно зросла, тобто показник SAIDI знизився з тих пір майже в два рази (див. рис. 3.1).

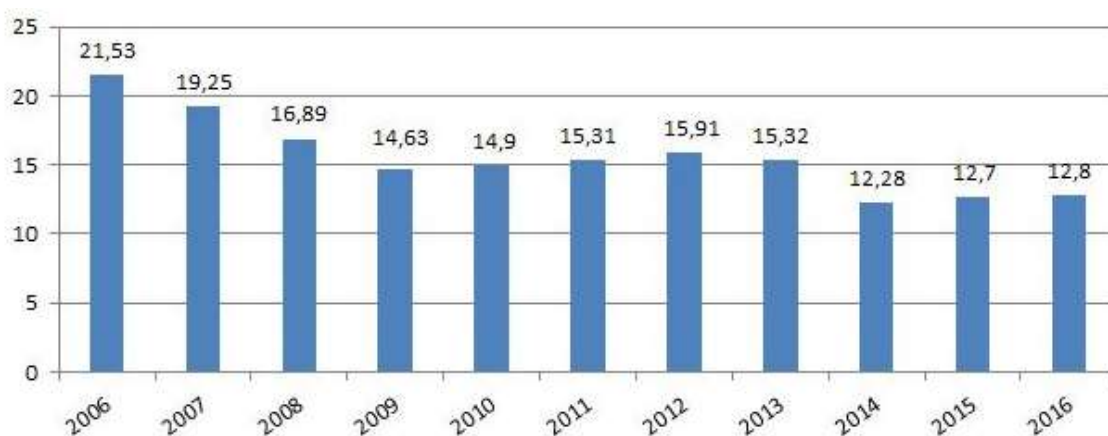


Рис. 3.1. Середній час непланових перерв енергопостачання (приклад Німеччини)

Більш того, якщо взяти міжнародні порівняння, виявиться, що країни з найвищою часткою мінливої генерації на основі відновлюваних джерел енергії (такі, як Данія і Німеччина), володіють і найнадійнішими енергосистемами.

Способи визначення вторинного резерву

Як зазначалося вище, неперервне регулювання рівня генерації, або первинне регулювання, забезпечує стабільність частоти змінного струму в електромережі. ВЕС та СЕС практично не залучені до цього процесу; вважається за краще використовувати їх можливості без обмежень – як безпаливне та екологічно чисте джерело енергії. Крім того, термін помітних змін у поточній потужності ВЕС – декілька хвилин, а часовий проміжок, на якому суттєво помітний вплив непостійності ВЕС – декілька годин. Це сфера відповідальності вторинного резерву потужності.

Завдання вторинного регулювання частоти та потужності – зміна активної потужності спеціально виділених електростанцій для компенсації небалансу потужності, ліквідації перевантаження транзитних зв'язків, відновлення частоти і заданих зовнішніх перетоків та відновлення резервів первинної регулюючої потужності, витрачених під час дії первинного регулювання. Відповідно до вітчизняних нормативів, створюється резерв вторинного регулювання (вторинний резерв), що відповідає значенню максимально можливої зміни потужності енергоблоку (агрегата), електростанції, всієї ЕЕС, зазвичай під дією систем автоматичного регулювання або за командами диспетчера НЕК «Укренерго» на завантаження або розвантаження (відповідно резерв на завантаження і розванта-

ження). Діапазоном вторинного регулювання є арифметична сума поточних резервів вторинного регулювання енергоблоків (агрегатів).

Відповідно до нормативу «Основні вимоги щодо регулювання частоти та потужності в ОЕС України: Настанова» (СОУ-Н ЕЕ ЯЕК 04.156:2009), величина необхідного резерву вторинної регулюючої потужності в ЕЕС має бути достатньою для компенсації:

- нерегулярних коливань небалансу потужності;
- динамічної похибки регулювання балансу потужності в години змінної частини графіка навантаження;
- найбільш вірогідної аварійної втрати генерації або споживання (принцип надійності N-1) в ОЕС.

Небаланс, спричинений вимкненням найбільш потужного енергоблока або вузла електроспоживання і який, відповідно до критерію надійності (N–1), має компенсуватися вторинним і третинним резервами в ОЕС, називається розрахунковим небалансом потужності ОЕС. Величина мінімального резерву вторинного регулювання R визначається за формулою: $R = \pm \sqrt{aP_{\text{макс}} + b^2} - b$, якщо вона не менша (за модулем) від величини розрахункового небалансу потужності ЕЕС, де $P_{\text{макс}}$ – максимум навантаження в ЕЕС (МВт), $a=10$ МВт і $b=150$ МВт – емпірично підібрані коефіцієнти. Виходячи з максимального рівня споживання електроенергії в Україні (близько 32 ГВт за даними 3013 рр., та 25 ГВт у 2018 р.), розрахунковий рівень вторинного резерву в Україні мав би становити $R=435$ МВт. До речі, в технічних вимогах СНД за умови сумісної роботи енергосистем для України було зазначено рівень 375 МВт.

У разі, якщо розрахунковий небаланс потужності в ЕЕС, пов'язаний з втратою генерації, більше величини R , то величина вторинного резерву на завантаження має прийматися такою, що дорівнює величині даного розрахункового небалансу. Отже, R порівнюється з наступними значеннями: величиною встановленої потужності найпотужнішого енергоблока в ЕЕС, коли в напрямі завантаження необхідно постійно підтримувати резерв вторинного регулювання; величиною потужності найбільш потужного вузла споживання, втрата якого можлива в разі вимкнення одного елемента мережі, тобто в напрямі розвантаження необхідно постійно підтримувати резерв вторинного регулювання для компенсації втрати цього вузла. Остаточна величина вторинного резерву визначається як найбільша за модулем величина з цих складових.

Для ОЕС України діапазон вторинного регулювання прийнято в обсязі, що відповідає величині найбільш вірогідної аварійної втрати генерації або споживання, відповідно до СОУ-Н ЕЕ:

- на завантаження – 1000 МВт;
- на розвантаження – 500 МВт.

Якщо виходити з зазначених підходів, то наявність ВЕС та СЕС у складі енергосистеми ніяк не впливатиме на величину необхідного резерву, поки потужність окремої станції не перевищуватиме 1000 МВт. Зауважимо, що наразі ці станції завдяки модульному способу комплектації будуються окремими чергами, як правило, потужністю до 100 МВт, які внаслідок просторової протяжності (розміри ділянок одної черги сягають декількох кілометрів) можуть мати різні точки підключення до електромережі. Тоді вони сприймаються енергосис-

темою як різні об'єкти, потужність яких не перевищує діапазону вторинного регулювання. Однак на практиці наявність ВДЕ, залежних від погоди, все ж здатна створити помітний негативний ефект, і тому при значному рівні інтегрування до об'єднаної енергосистеми їх вплив пом'якшують запровадженням додаткових резервних потужностей, здатних компенсувати неконтрольоване зростання чи зниження потужності при коливаннях швидкості вітру та інсоляції.

В Україні «зелена» генерація може мати три сценарії розвитку. Який з них оптимальний, що для цього треба зробити та скільки це коштуватиме споживачу – про це дискутують експерти, представники генерації, громадськості. Зокрема, підприємством «Укренерго» виконано дослідження щодо можливості інтеграції ВДЕ в енергосистему України на основі статистичних даних роботи діючих сонячних та вітроелектростанцій та з урахуванням їх перспективного розвитку в різних балансових умовах в характерні періоди року (зимовий максимум, літній мінімум та паводок) при середньобагаторічній температурі. При цьому враховані вимоги з дотримання параметрів безпеки, забезпечення балансу та стабільної роботи ОЕС України.

За результатами дослідження НЕК «Укренерго» (початок 2018 р.) лише 3 тис. МВт потужності СЕС та ВЕС може прийняти енергосистема України без ризику розбалансування (див. рис. 2.9). Водночас вже сьогодні видано до 2025 р. технічних умов на приєднання удвічі більше (7,5 тис МВт). Станом на час дослідження встановлена потужність ВЕС та СЕС сумарно складала 1353 МВт (ВЕС – 512 МВт, СЕС – 841 МВт), що мало впливає на баланс, і відхилення їх генерації від запланованої компенсується існуючими маневровими потужностями ТЕС ГК, ГЕС та ГАЕС. Відсутність в Україні системи прогнозування виробництва електроенергії з ВДЕ не дозволяє точно передбачати рівень генерації вітрових та сонячних електростанцій. В проведеному дослідженні закладалася похибка прогнозування близько 30%, при нормативі – 50%.

За розрахунками «Укренерго», до 2025 року, коли встановлена потужність ВДЕ сягатиме 7,5 тис МВт (цей рівень насправді досягнуто ще у 2020 р.), ОЕС може розвиватися за трьома сценаріями, і в будь-якому випадку необхідні додаткові заходи для балансування системи:

«А» – не вводяться додаткові високоманеврові потужності (за наявного рівня прогнозування) і вимушено обмежується виробництво електроенергії з ВДЕ.

«В» – обмежується частка атомних електростанцій та, відповідно, збільшується частка вугільної генерації для забезпечення необхідних маневрових потужностей і при цьому не обмежується розвиток «зеленої» генерації.

«С» – забезпечується розвиток та збільшується обсяг «зеленої» генерації при впровадженні системи точного прогнозування та будівництві 2,5 тис. МВт нових високоманеврових балансуєчих потужностей.

«Укренерго» пропонує третій, найоптимальніший з точки зору збалансованості інтересів споживача і розвитку ВДЕ, варіант. Першою складовою плану «С» розвитку «зеленої» генерації є введення 2,5 тис. МВт нових високоманеврових балансуєчих потужностей. Це дозволить уникнути збільшення генерації електроенергії на ТЕС і обмеження генерації з ВДЕ та АЕС, а також стримати зростання тарифів на електроенергію для споживачів усіх категорій.

В контексті цього «Укренерго» періодично готує «Звіт з оцінки відповідності (достатності) генеруючих потужностей». На його основі НКРЕКП має визначити механізм фінансування будівництва високоманеврових потужностей до повноцінного формування ринку допоміжних послуг. Орієнтовна вартість будівництва таких високоманеврових потужностей — 55 млрд грн, термін окупності — близько шести років. За оцінкою, це дозволить зекономити споживачам близько 65 млрд грн щороку за рахунок мінімізації зростання тарифу на електроенергію, який у тому числі залежить від складу генерації.

Найоптимальнішим є будівництво газопоршневих електростанцій з 10-хвилинним періодом виходу блоків на повну потужність, а також акумуляторів, що дозволяють швидко регулювати відхилення всередині однієї години.

Також першочерговим заходом реалізації плану «С» є впровадження системи точного прогнозування з відхиленням: на ринку на добу наперед — 5-10%, внутрішньодобове планування — 3-5%. Відсутність такої системи коштуватиме споживачеві не менше 400 млн грн щорічно за умови введення в експлуатацію 7,5 тис. МВт потужностей ВДЕ. Адже збільшиться потреба у маневрових потужностях для балансування системи. А в Україні для цього використовують вугільну генерацію ТЕС, яка є найдорожчою і найбільш екологічно брудною.

Отже, для збалансування енергосистеми необхідно терміново розробити і впровадити нову високоточну систему прогнозування. Це має стосуватися вітрової та сонячної енергетики і передбачати прогнозування на поточну та наступну добу відповідно до правил роботи енергоринку. Так, коли враховується 4-годинний прогноз щодо роботи вітроенергетики, то збільшення потреб у короткостроковому резерві досягає 9-10% від встановленої потужності ВЕС (рис 3.2).

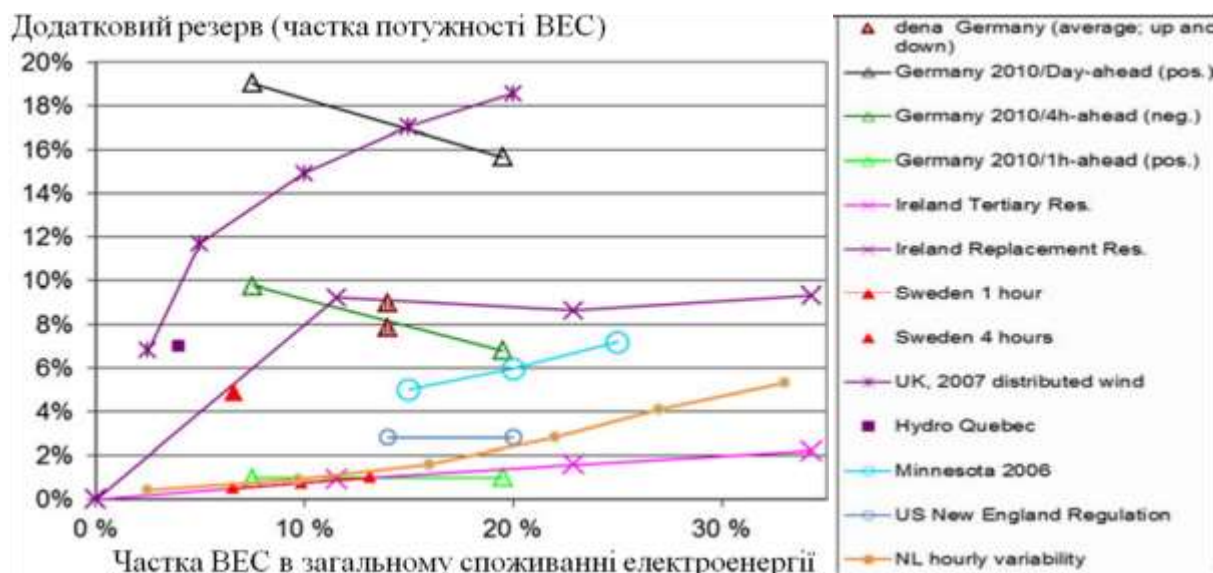


Рис. 3.2. Потреба в резервних потужностях в залежності від обсягу впровадження ВЕС та часу передбачення швидкості вітру [IEA, Task 25]

На рис. 3.2 враховано саме 4-годинну мінливість вітру, що в поєднанні з помилкою прогнозу навантаження призводить до резервних вимог на рівні 15% потужності ВЕС при 10% впровадження, і 18% — при забезпеченні 20% валового споживання.

Лекція 4

Засоби підвищення надійності енергопостачання з використанням нетрадиційних та відновлюваних джерел енергії. Прогнозування як засіб забезпечення надійності

Зростання частки ВДЕ (зокрема вітрових та сонячних електростанцій) у складі ЕЕС ускладнює можливості регулювання енергобалансу в силу випадкового характеру надходження вітрової та сонячної енергії. Одним з проблемних питань є зростання потреби у регулюючих потужностях, здатних компенсувати зміну виробітку електроенергії зазначеними ВДЕ. Так, за даними Міжнародної енергетичної агенції (IEA), в екстремальних погодних умовах зафіксовано стрибки потужності ВЕС зі швидкістю до 40% номінальної потужності за годину. Для надійного енергопостачання повинен утримуватися резерв, необхідний для заповнення втрати робочої потужності чи зростання споживання електроенергії. При зростанні частки ВДЕ збільшуються вимоги до резерву категорії від 15 хв. до 1 години (вторинного резерву). Такий резерв повинен компенсувати лише непрогнозовані зміни, адже рівень споживання може бути частково передбачений (рис.4.1). Прогнозуванню підлягає і потужність ВДЕ. Як видно на рис. нижче, потреба в резерві зростає по мірі відхилення фактичного навантаження від передбаченого, тобто $P_{0f}(4) > P_{0r}(2)$. Величина відхилення визначається кутом між прямими, тобто точністю прогнозу. Частота появи прогнозу також має значення – так, оновлення прогнозу на 3-й годині суттєво зменшує поточну потребу в резерві $P_{3r}(0,5)$. Передбачуваність означає, що існують електростанції з тривалішим часом запуску, які можуть бути ввімкнені завчасно. За наявними методиками величина мінімального резерву вторинного регулювання визначається залежно від максимуму навантаження в даній енергосистемі, за величиною встановленої потужності найбільшого енергоблоку та вузла найбільшого споживання електроенергії.

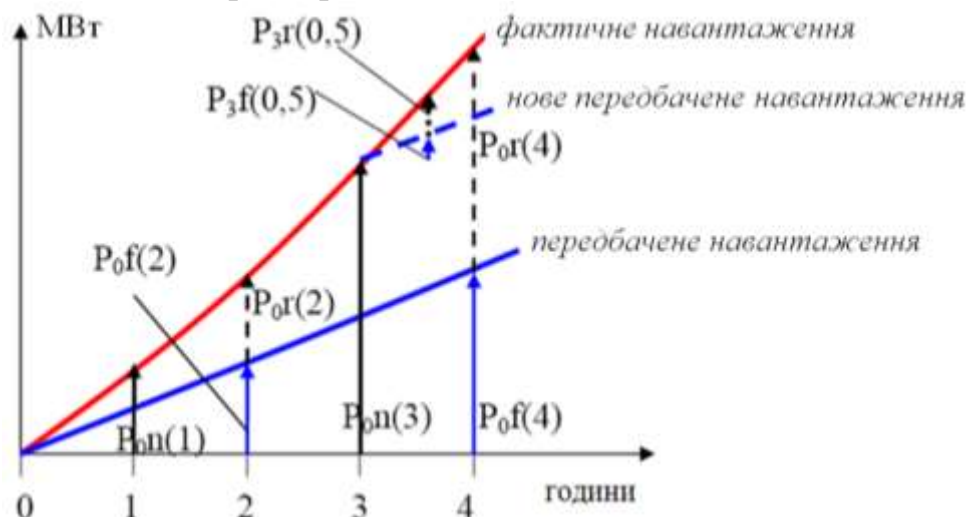


Рис. 4.1. Зміна потреби в резерві залежно від прогнозу навантаження

У багатьох реальних енергосистемах існують зв'язки з сусідніми системами, і при визначенні потреб у резервах слід враховувати обсяг і швидкодію обміну енергією. Існує також залежність між власне резервом та ринковими умовами поставок електроенергії. Так, якщо навантаження можна відносно точно передбачити на певний час (наприклад, 24 години), то можна укласти

тільки 24-годинні угоди на поставку енергії. Якщо ж така точність недосяжна, має бути доступ до альтернативного постачальника. Це не мінливість енергосистеми, а похибка прогнозування. Тобто в цьому випадку «24-годинний резерв» є не фізичною величиною, а ринковою потребою. Щоправда, більшість електростанцій вмикаються за 4-6 годин, тому немає потреби в 24-годинній інформації.

Якщо моделювати похибки прогнозу стандартними випадковими величинами, то дисперсії похибок потужності ВДЕ та споживання складаються. Об'єднуючи мінливості вітру/сонця та навантаження і розглядаючи збільшення сумарної дисперсії значень (тобто можливого небалансу потужності), можуть встановлюватися імовірнісні рамки для можливих ситуацій, тобто визначається процент імовірності того, що можна вважати безпечною ситуацією.

Приклад зростання потреб у додаткових резервних потужностях при зростанні частки вітрової енергетики на прикладі локальної (острівної) енергосистеми зображено на рис. 4.2.

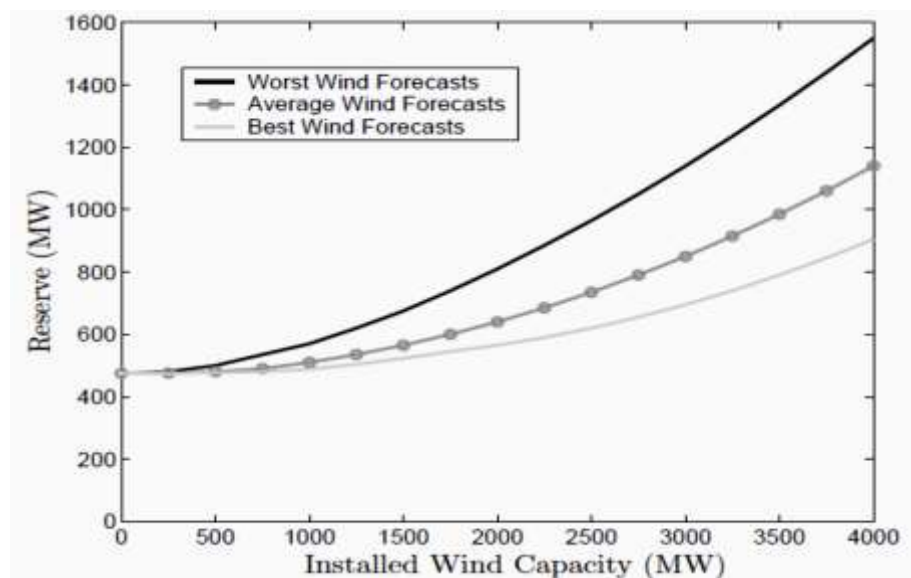


Рис. 4.2. Залежність потреби в додатковому резерві від точності прогнозу (приклад Ірландії)

Прогнозування вітру. Продуктивність вітрових станцій змінюється відповідно до швидкості вітру, тоді як енергосистема має утримувати баланс між генеруванням та споживанням енергії. Крупна ВЕС може стати вагомим дестабілізуючим фактором, що впливатиме навіть на сусідні енергосистеми за відсутності відповідного регулювання. Для прикладу, на ВЕС HornsRev у Данії відзначалися коливання потужності з періодом у десятки хвилин, градієнт яких сягав 15 МВт за хвилину, так що при номінальній потужності 160 МВт зміна між нульовою та максимальною потужністю могла відбуватися за 10-15 хвилин.

Для утримання енергосистеми в стабільному стані виробники енергії повинні постійно пристосовуватися до змінного навантаження з боку споживачів, використовуючи також системи акумуляування. Однак для ВЕС характерними є додаткові коливання потужності внаслідок непостійності вітру. Якщо активна потужність ВЕУ може іноді бути знижена при зменшенні потреб у енергії, то збільшитись при зростанні потреб вона не може внаслідок обмеженої швидкості

ті вітру. Тому чим більша частка вітрової енергії, тим важче утримувати баланс енергосистеми.

Вітрова енергія змінюється в часі, головним чином, внаслідок флуктуацій метеорологічних факторів. Ці зміни можуть тривати від кількох секунд до років. Розуміння природи цієї мінливості та можливість передбачення, на думку фахівців Європейської вітроенергетичної асоціації, є пріоритетним питанням при інтегруванні вітроелектростанцій до енергомереж. Передбачуваність ВЕС – ключовий момент в уникненні істотних коливань потужності. Якщо значна кількість вітроелектростанцій має більш стабільну середню потужність за рахунок взаємодоповнення, то передбачуваність кожної окремої станції залежить від можливості спрогнозувати швидкість вітру. Це необхідно в тому числі з економічних мотивів, для зменшення обсягу резервних потужностей. Часова протяжність надійного прогнозу визначається умовами енергоринку та технічною спроможністю енергосистеми до компенсації перепадів потужності.

Для практичних потреб звичайно розглядаються методи короткотермінового (до двох діб) прогнозування змін поточної потужності ВЕС, спричинених непередбачуваним характером вітру. Прогнозування стосується як швидкості й напрямку вітру, так і безпосередньо потужності ВЕС. Від якості прогнозу залежать можливості диспетчеризації енергосистеми, організації резервних потужностей, забезпечення стабільності енергозабезпечення в цілому.

Потреба у прогнозуванні продуктивності ВЕС залежить від рівня впровадження вітрової енергетики. Вважається, що при частці встановленої потужності ВЕС у загальному обсязі на рівні 5% потреба у точному прогнозуванні стає нагальною, а для рівня 10% і вище – критично необхідною.

Методи прогнозування вітрової енергії загалом можна розділити на фізичні та статистичні. Перші досліджують фізичні властивості атмосфери та її взаємодію з землею поверхнею, другі базуються на статистичних закономірностях. Фізичні моделі використовують різні фізичні фактори, як то характер місцевості, перешкоди, тиск і температуру повітря, щоб оцінити майбутню швидкість вітру (рис. 4.3-4). Іноді це тільки перший крок, який використовується як допоміжне джерело даних для інших статистичних моделей. Фізичний метод має переваги при тривалому прогнозуванні, тоді як статистичний добре працює при короткостроковому прогнозі. Окремо фізичний і статистичний методи передбачень використовуються рідко. Зазвичай, в типових методах застосовуються одночасно як фізичні, так і статистичні моделі. Для врахування місцевих умов використовуються дані метеорологічних служб (в Європі це моделі числового передбачення погоди – NWP-моделі) як вхідні змінні разом зі статистичними даними, див. рис. нижче. Останнім часом розроблено також нові методи, засновані на штучному інтелекті, подібно до штучних нейронних мереж (ANN) і моделей нечіткої або приблизної логіки (fuzzy logic). Сучасні гібридні моделі мають меншу похибку.

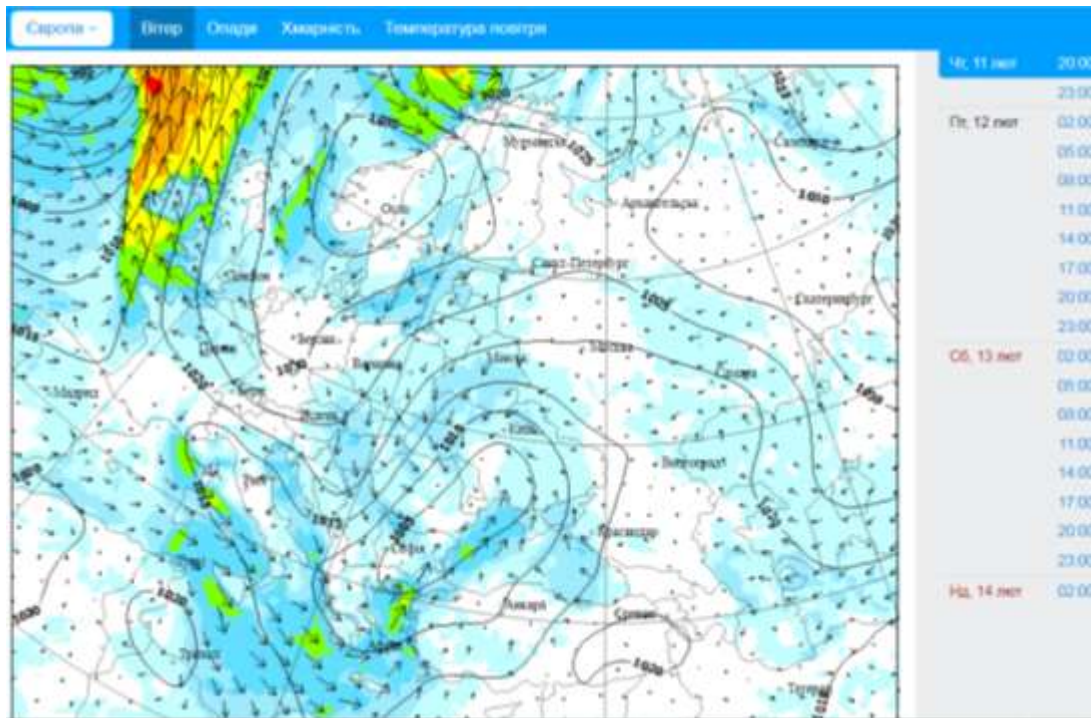


Рис. 4.3. Зображення ізобар для представлення про вітрові потоки
[\(https://www.gismeteo.ua/ua/maps/eur/wind/\)](https://www.gismeteo.ua/ua/maps/eur/wind/)

Потужність вітрових турбін напряму залежить від швидкості вітру, тому прогнозування швидкості вітру і потужності ВЕС засноване на однакових принципах. Початковими даними при розробці прогнозу є фактичні дані про швидкість вітру і про поточну потужність ВЕС, а також прогнозовані дані щодо швидкості вітру від метеослужб. Прогнозується саме швидкість вітру, а не потужність ВЕС, адже цей показник є об'єктивним та унормованим, тоді як потужність ВЕС – істотно нелінійна функція швидкості вітру, яка залежить від технічних можливостей конкретних ВЕУ (при цьому характеристика потужності сама по собі є стохастичною функцією і може бути визначена лише опосередковано). Тому в проекті поточні дані щодо роботи ВЕС конвертуються у швидкість вітру, і лише на останній стадії обчислювального алгоритму прогнозна швидкість вітру, супроводжувана оцінками точності та надійності прогнозу, перетворюється у очікувану потужність ВЕС.

Модель NWP розроблено метеорологами для прогнозу погоди великомасштабного регіону, тому вона не забезпечує точних результатів при короткостроковому прогнозуванні. Для покращення результатів модель NWP використовує числові розв'язки рівнянь збереження (щодо маси, імпульсу, енергії) для даної місцевості. В той же час для представлення топографії застосовуються цифрові моделі висот (тривимірні моделі площадки). Нарешті, для зменшення остаточної похибки може бути використана модель вихідних статистик (MOS), яка виконує об'єктивну інтерпретацію числових даних щодо особливостей конкретної площадки. Так, автоматична система поточного прогнозу продуктивності вітростанції працює з використанням моделі NWP. Оскільки це стосується масштабного моделювання, то для переходу до конкретної площадки застосовують окрему методику (наприклад, програмний пакет WAsP), яка враховує перешкоди, шорсткість поверхні. Потім застосовується програма типу PARK, що враховує взаємозатінюючий ефект турбін. Нарешті використовуються ста-

тистичні методи обробки результатів (MOS). Отримані результати порівнюються з моделлю постійності. Результати різних досліджень показують, що модель прогнозу дає кращий прогноз, ніж модель постійності, для періоду понад 6 годин, і середня абсолютна погрішність моделі прогнозу складає близько 15% від встановленої потужності.

Загалом фізичні моделі розвиваються на основі погодних даних, беруть до уваги багато фізичних факторів. Ці моделі оперують прогнозом на термін від 0 до 48 годин вперед. Дослідники відзначають до десяти різних моделей, що включають NWP, зокрема модель HIRLAM, Prediktor, Casandra, UK MESO, Олденбурзьку модель, Meteorologica. На площадках з великими середніми швидкостями вітру модель HIRLAM/WAsP, розроблена в Данії (національна лабораторія Різо) демонструє дуже хороші результати. Проте для терміну прогнозу 3-6 годин рекомендується використовувати модель постійності, яка добре працює на коротких часових інтервалах.

Алгоритм роботи моделей передбачення потужності ВЕС у моделей Різо та Олденбурзької наступний: отримання даних передбачення погоди з використанням HIRLAM чи DM (прогноз на 48 годин з оновленням через кожні 6 годин, просторова дискретність 14x14 км у DM та 23x23 км у HIRLAM); горизонтальне приведення даних до умов місцевості (врахування шорсткості поверхні, орографії тощо); статистична обробка даних для усунення систематичних похибок (система Model Output Statistics або MOS); врахування технічних характеристик ВЕС та ВЕС у цілому (крива потужності, взаємозатінення, інші втрати); розробка прогнозу виробництва електроенергії на наступні 48 годин.

Для врахування впливу місцевих ефектів на ВЕС у моделі Різо використано програмний комплекс WAsP з застосуванням програми PARK.

Як показують дослідження, точність передбачення продуктивності ВЕС за допомогою Олденбурзької моделі дещо краща, ніж моделі Різо. Так, для обраної групи з семи ВЕС середньоквадратична похибка (RMSE) при визначенні середньої потужності становила 75-100% (в залежності від горизонту прогнозування) проти 120-140% для моделі Різо. Як зазначають дослідники, похибка в термінах RMSE є досить значною, проте вона стосується поточної потужності і особливо зростає для малих швидкостей вітру, коли база розрахунку мала. Якщо ж нормалізувати похибку відносно номінальної потужності ВЕС, то вона становить в середньому від 15% (горизонт 6 годин) до 25% (48 годин). При цьому дослідниками не застосовувалась статистична очистка даних (MOS), яка здатна приблизно на 15% покращити точність прогнозування. Загалом точність прогнозування вища для плоских територій, і погіршується за наявності нерівного рельєфу.

Серед *статистичних* моделей прогнозування найпростішим варіантом є модель постійності, яка передбачає збереження поточного значення потужності. Всі інші, більш вдосконалені методи, використовують більший обсяг даних, більш трудомісткі, і спрямовані на визначення тренду змінної величини (швидкості вітру чи потужності ВЕС), представленої у вигляді часового ряду. Є різні модифікації методу часових рядів, серед яких важко виділити найкращі, оскільки деякі з них можуть мати перевагу в точності прогнозу лише за певних регіональних чи природних умов. Значення часового ряду можуть задаватися з пев-

ним постійним кроком (дискретні ряди) чи визначатися постійними параметрами (параметричні ряди). Прогноз може стосуватись однієї змінної (одноваріантна модель) або декількох (мультиваріантна).

Традиційні статистичні моделі ідентичні прямим методам обробки випадкових величин. На базі множини накопичених даних, результатів ідентифікації виду залежності, оцінці параметрів, розроблюється математична модель проблеми. Розглядають наступні типи моделей: авторегресійну модель (AR), модель рухомого середнього (MA), авторегресійну модель з рухомим середнім (ARMA), авторегресійну інтегровану модель з рухомим середнім (ARIMA). Серії накопичених випадкових даних (часові ряди) можуть бути описані рівністю:

$$x_t = \sum_{i=1}^n \varphi_i x_{t-i} + \alpha_t - \sum_{j=1}^m \theta_j \alpha_{t-j},$$

де φ_i – параметр авторегресії; θ_j – середній параметр руху; α_t – нормальний білий шум; x_t – значення прогнозованої випадкової величини в час t .

Застосовується позначення ARIMA(n,d,m), де d – кількість кроків інтегрування (взяття різниць) часового ряду.

При *просторовій кореляції* враховуються співвідношення швидкості вітру на різних площадках. Цей тип моделей більш трудомісткий, ніж традиційні моделі, оскільки потребує обробки великого масиву даних. Просторовим моделям приділяється значна увага останнім часом. Здебільшого беруть до уваги метеодані площадок в радіусі 30 км.

Одна з моделей, що використовують просторову кореляцію – динамічно невизначена нейронна мережа з місцевим зворотнім зв'язком. В ній використовуються середні швидкості вітру довідкових станцій для розрахунку швидкості вітру цільових станцій. Похибка прогнозу знаходиться в межах від 14% до 5%. Зауважимо, що метод ANN, заснований на швидкості вітру довідкових станцій, може передбачити швидкість вітру цільових станцій без будь-яких топографічних деталей або інших метеорологічних даних (далі про це буде детальніше).

Один зі способів застосування ANN базується на статистичній обробці попередніх даних щодо швидкості вітру чи потужності ВЕС, як в ARIMA:

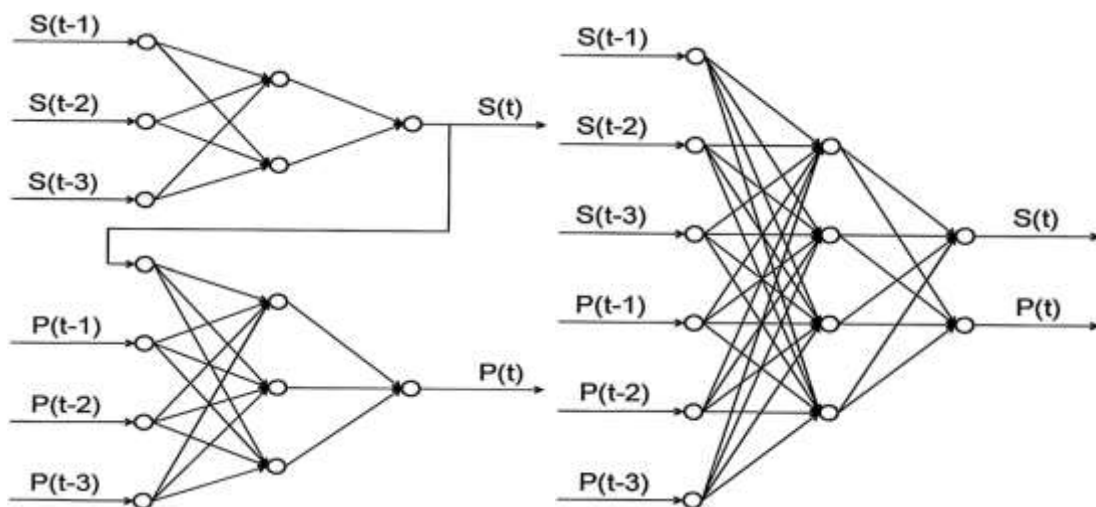


Рис. 4.4. Приклади застосування нейронних мереж для прогнозування

Моделі прогнозування здебільшого розраховані на часовий горизонт 48 годин. Разом з тим, при кожному 6-годинному оновленні даних з метеостанцій

має виконуватись новий, уточнений прогноз. Вони формують так званий ансамбль сценаріїв, що стосується певної площадки чи регіону (рис. 4.5).

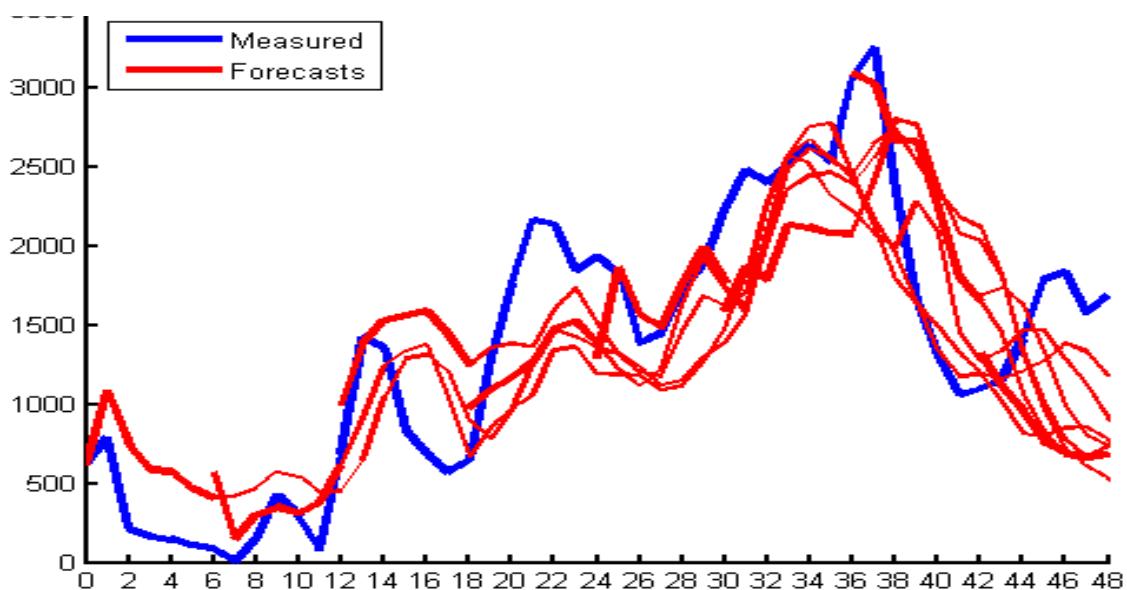


Рис. 4.5. Фактичні погодинні дані щодо потужності вітру та прогнозовані з 6-годинним оновленням прогнозу

Розраховані для декількох площадок масиви сценаріїв не будуть повністю незалежними, оскільки на практиці погода в близько розташованих регіонах має подібний характер. Якщо окремі сценарії не будуть корельованими між собою, то сумарна похибка прогнозу для всього регіону буде наближатися до нуля, в той час як одні площадки будуть добре спрогнозовані, а інші – ні.

Результати порівняння різних моделей

Порівняння різних розрахункових моделей виконано зокрема в проекті ANEMOS міжнародною групою дослідників. Дослідниками порівнюються результати прогнозування продуктивності ВЕС для різних площадок у чотирьох країнах з рельєфом від гладенького (включаючи офшорну ВЕС у Данії) до гористого (Іспанія), з застосуванням різних розрахункових моделей. У якості систем передбачення погоди використано данську модель HIRLAM та німецьку DM. Застосовано такі моделі прогнозування: фізичні, фізичні з статистичною обробкою даних, нейронні мережі, моделі нечіткої логіки, параметричні, комбіновані моделі часових рядів та інші.

Нормалізована середня абсолютна похибка, віднесена до номінальної потужності, варіює від 5-10% для плоских територій (10-15% для офшорних) до 10-35% для гірської поверхні, при цьому зростає також дисперсія між різними моделями. Похибка зростає зі збільшенням горизонту прогнозування (див. рис. нижче).

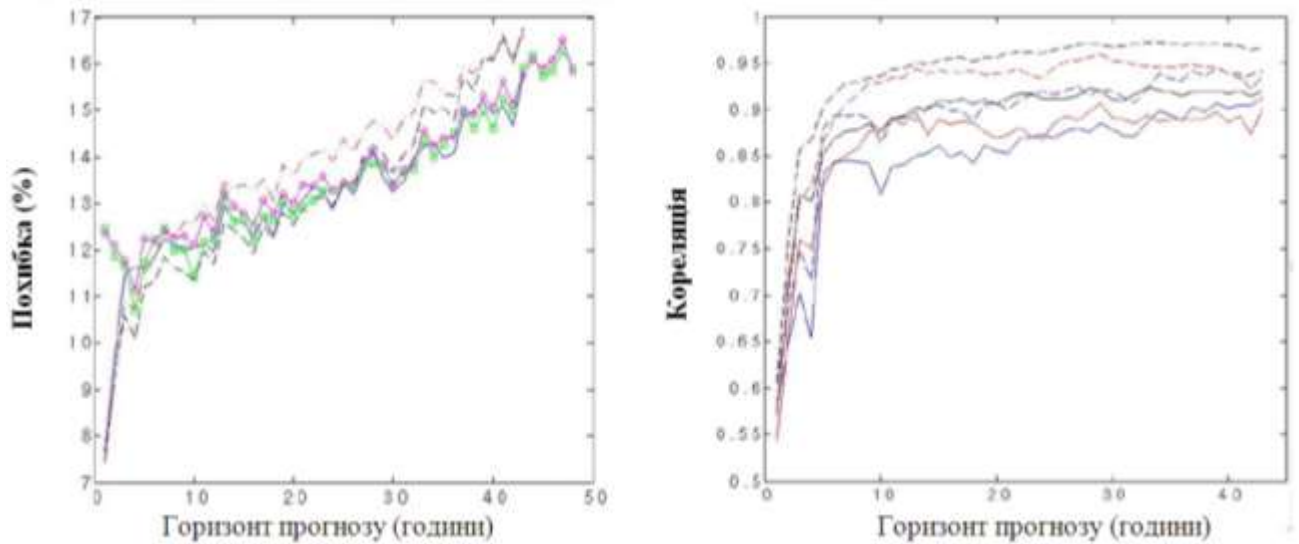


Рис. 4.6. Нормалізована похибка прогнозу (зліва) та кореляція (справа) для різних моделей

Статистичний підхід дає кращий результат для перших 3-4 годин порівняно з фізичним, надалі точність прогнозу вирівнюється. Оскільки похибки різних моделей корелюють між собою, то очікується покращення точності внаслідок комбінування моделей. При цьому слід надавати перевагу конкретним моделям на певному горизонті передбачення, оскільки їхня точність змінюється залежно від протяжності прогнозу.

Встановлено, що розрахункові просторові сітки з великою дискретністю дають незадовільний результат, особливо для складного рельєфу, а спроби покращити точність за рахунок деталізації сітки мають обмеження і є досить затратними. Оптимальний результат забезпечує комбінація статистичних та фізичних моделей, при цьому слід дотримуватись якомога менш затратного шляху.

Таким чином, різні моделі прогнозування мають свої особливості, які дозволяють їм давати кращі результати залежно від ситуації. Моделі NWP ефективні при прогнозуванні швидкості вітру великого регіону в тривалому часовому інтервал. Часто вони використовуються як джерело вхідних даних для інших моделей, і допомагають їм отримати кращі результати. Моделі постійності розглядаються як найпростіші. Вони можуть перевершити інші моделі в дуже короткостроковому прогнозі і, незважаючи на нестійку ефективність передбачення, широко використовуються на практиці. До найбільш досліджених моделей аналізу строкових даних належать моделі типу ARIMA, нейронні мережі, моделі нечіткої логіки, які використовують значний обсяг даних і можуть досягти точних результатів при короткостроковому прогнозуванні. Нейронні мережі і моделі нечіткої логіки засновані на досягненнях у розвитку штучного інтелекту. Нейронні мережі добре пристосовані для введення необроблених даних і мають широкі можливості до вдосконалення (самонавчання). Моделі нечіткої логіки краще працюють при аналізуванні проблем, натомість можливості їх вдосконалення і наладки посередні.

Порівняння точності всіх методів складне, тому що їхня дієвість залежить від конкретної ситуації, і збір даних також є непростим завданням. Щодо енергетичного прогнозу, то тут можна встановити лише приблизну тенденцію. Відповідно перспективними напрямками досліджень є подальше поглиблене ви-

вчення методів з використанням штучного інтелекту, покращення їх алгоритмів, що забезпечувало б точніші результати; комбінування різних фізичних і статистичних моделей для досягнення хороших результатів як в довго-, так і короткостроковому прогнозуванні; подальші дослідження щодо практичного застосування моделей; розробка нових математичних методів.

Енергетична нестабільність при прогнозуванні визначається як абсолютне розходження між прогнозованими та фактично вимірними потужностями протягом визначеного часового інтервалу. При цьому *індекси ризику* показують рівень невизначеності прогнозу, але не говорять про знак похибки у розрахунках отриманої енергії. Індекси ризику можна використовувати, наприклад, при оперативному плануванні роботи ВЕС або для вибору стратегії участі в ринку електроенергії. Для початку, індекси ризику прогнозу можуть бути доповненням до отриманого прогнозу. Таким чином, користувачі прогнозу матимуть інформацію про ступінь довіри до прогнозу. Надалі, залежно від значення індексу ризику прогнозу, можна приймати альтернативні рішення (відповідно до ставлення кінцевих користувачів до допустимого рівня ризику) для оцінки можливої операційної вигоди.

Адаптивні моделі прогнозування розглядають прогнозовану потужність ВЕС як адаптовану до конкретних умов комбінацію альтернативних динамічних моделей. Адаптивність моделей має враховувати суттєво нелінійну залежність потужності ВЕС від швидкості вітру, залежність від інших погодних факторів – напрямку вітру, густини повітря тощо. Ці фактори можуть відрізнятися для різних ВЕС, потужність яких враховується одночасно. При цьому допускається, що одночасно розраховано декілька прогнозів (ансамбль прогнозів) за альтернативними моделями, оцінка параметрів моделей добре враховує місцеві умови, а результуючий прогноз використовує адаптивну комбінацію конкуруючих моделей. Потужність ВЕС в час $t+h$, де t – поточний час, а h – горизонт

прогнозування, пропонується прогнозувати за правилом:
$$p_{t+h|t} = \sum_{k=1}^K \phi_{tk}^{(h)} p_{t+h|t}^{(k)},$$
 де

K – загальна кількість прогнозів, розрахованих за альтернативними моделями; k – номер прогнозу (моделі); $\phi_{tk}^{(h)}$ – вагові коефіцієнти k -го прогнозу, залежні від часу.

Гнучкість та адаптивність підходу стосуються не лише оцінки параметрів моделей, а й обмеження числа моделей та вибору окремих, найбільш значимих (тобто вагові коефіцієнти при інших прогнозах можуть бути нульовими). Критерієм при виборі моделей є їх точність, визначена для попередніх періодів часу шляхом порівняння прогнозованих та фактичних значень.

Приклади прогнозування (за даними досліджень в Україні).

Застосування статистичних методів у вітровій енергетиці

Короткотермінові прогнози роботи ВЕС, як свідчить світовий досвід, складаються на термін до 48 годин (виходячи з потреб диспетчеризації енергосистеми). Потреба в такому прогнозуванні тим вища, чим більшу частку в загальному обсязі генерування займає вітрова енергія. Мова йде здебільшого про рівні, що досягають декількох відсотків (п'ять і більше). Для України в цілому це питання наразі гостро не стоїть, проте в деяких регіонах сумарна потужність вітрових станцій (разом з проєктованими) наближається до критичної межі. Отже, необхідно визначити наявні можливості прогнозування роботи ВЕС.

Для фізичних моделей потрібні поточні дані метеоспостережень з багатьох точок. Особливу складність тут викликає потреба в оперативній взаємодії з метеослужбами та значний обсяг розрахункових робіт, що потребує створення спеціальних служб. Натомість статистичні прогнози можна виконувати з використанням традиційного обчислювального апарату (програми типу Statistica, SPSS тощо), маючи в якості початкових даних строкові записи метеопостів ВЕС чи дослідницьких постів, а також офіційні метеопрогнози. Такі методи більш доступні та менш затратні.

В якості прикладу для дослідження можливостей прогнозування було обрано дані щодо швидкості вітру, зібрані метеорологічними постами різних ВЕС, у різні пори року.

Розглянемо можливості короткотермінового (на дві доби) прогнозу швидкості вітру на прикладі даних метеопосту Прісноводненської ВЕС. Початковими даними для розрахунку є 10-хвилинні записи швидкості вітру протягом місяця (4464 точки). Однак при прогнозуванні зручніше користуватися агрегованими даними – в даному випадку використано середньогодинні значення (744 точки), отримані осередненням для кожної групи з шести вимірів. Таким чином отримано часовий ряд, зображений на рис. 4.7:



Рис. 4.7. Графік зміни швидкості вітру протягом місяця

Візуально часовий ряд записів швидкості вітру як випадкова величина не має ознак нестационарності. Автокореляційна функція (АКФ) експоненційно затухає, досягши значень білого шуму на 25-му кроці (лазі), а часткова (ЧАКФ) має два значимі викиди на перших двох лагах (рис. 4.8):

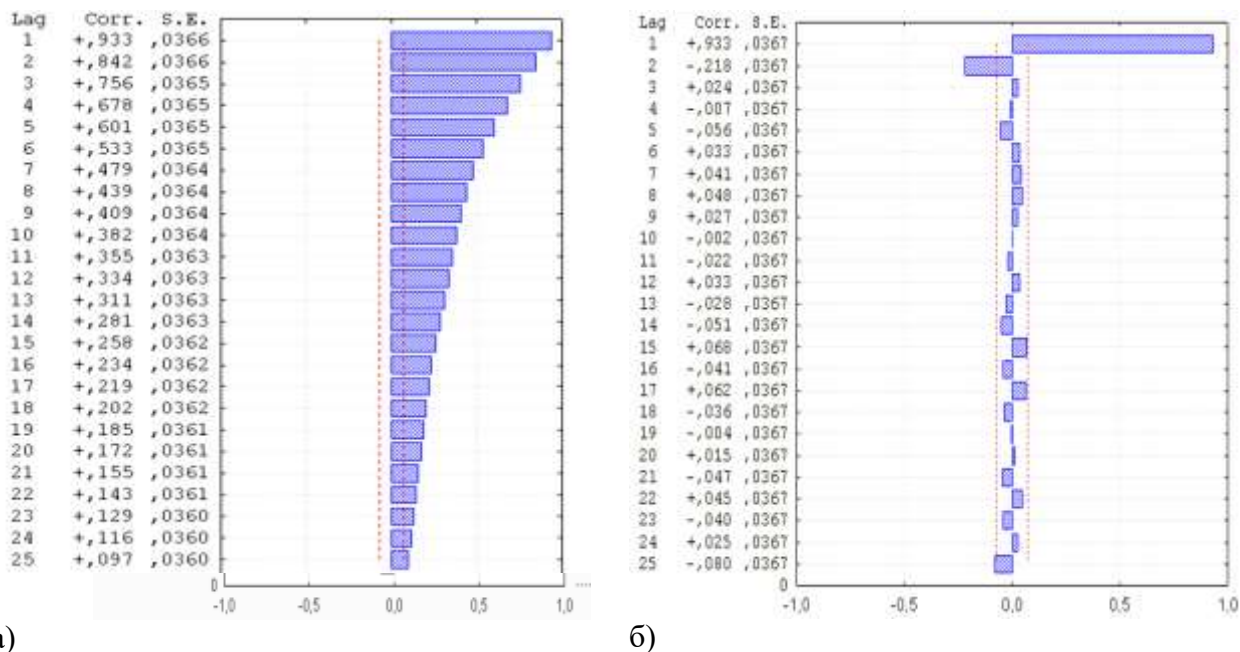


Рис. 4.8. Автокореляційна (а) та часткова автокореляційна (б) функції часового ряду

Автокореляція або автокореляційна функція — це кореляція функції з самою собою зміщеною на певну величину незалежної змінної. Автокореляція використовується для знаходження закономірностей в ряді даних, таких як періодичність. Математично автокореляційна функція визначається як:

$$R_f(\tau) = \int_{-\infty}^{\infty} f(t)f^*(t - \tau) dt$$

де $f(t)$ інтегрується у добутку з комплексно спряженою та зміщеною на певну величину τ (часто τ - це час) функцією. Інше визначення — через математичне сподівання процесу в рині моменти часу: $R_{xx}(t_1, t_2) = M[x(t_1)x(t_2)]$. Часткова автокореляційна функція показує кореляцію між двома випадковими змінними за вирахуванням впливу всіх внутрішніх значень автокореляції. У ЧАКФ усувається залежність між спостереженнями всередині лага (проміжними спостереженнями). На даному лагу ЧАКФ аналогічна звичайній автокореляції, за винятком того, що при обчисленні з неї виключається вплив автокореляцій з меншими лагами.

До найбільш використовуваних методів аналізу часових рядів належать моделі типу ARIMA (авторегресії з рухомим середнім), які використовують значний обсяг даних і можуть досягти задовільних результатів. Згідно з критеріями ідентифікації, часовий ряд з такими АКФ та ЧАКФ має описуватися моделлю з двома параметрами авторегресії. Взяття перших різниць дозволяє забезпечити стаціонарність часового ряду, необхідну для використання статистичних методів прогнозу. Модель ARIMA(2,1,0) видається задовільною, оскільки АКФ її залишків, тобто різниць між фактичними та модельованими значеннями ряду, не виходить за межі коливань білого шуму, а самі фактичні дані не виходять за межі прогнозованого довірчого інтервалу.

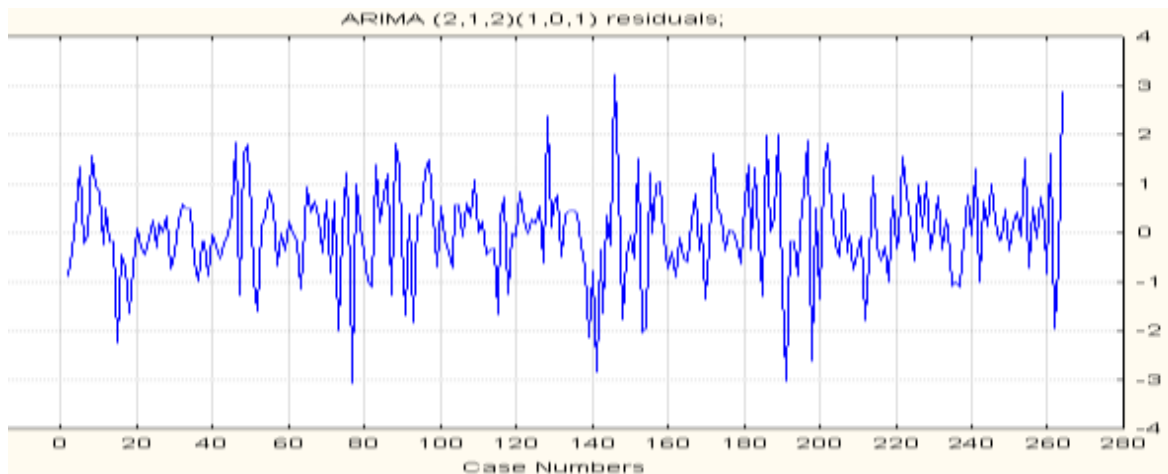


Рис. 4.9. Похибки прогнозу для сезонної моделі ARIMA(2,1,2)(1,0,1)

Використана в подальшому сезонна модель ARIMA(2,1,2)(1,0,1) також є стаціонарною, але її АКФ має кращу збіжність, і досягає меж білого шуму вже на 15-му лазі. Приклад прогнозу зображено на рис. 4.10:

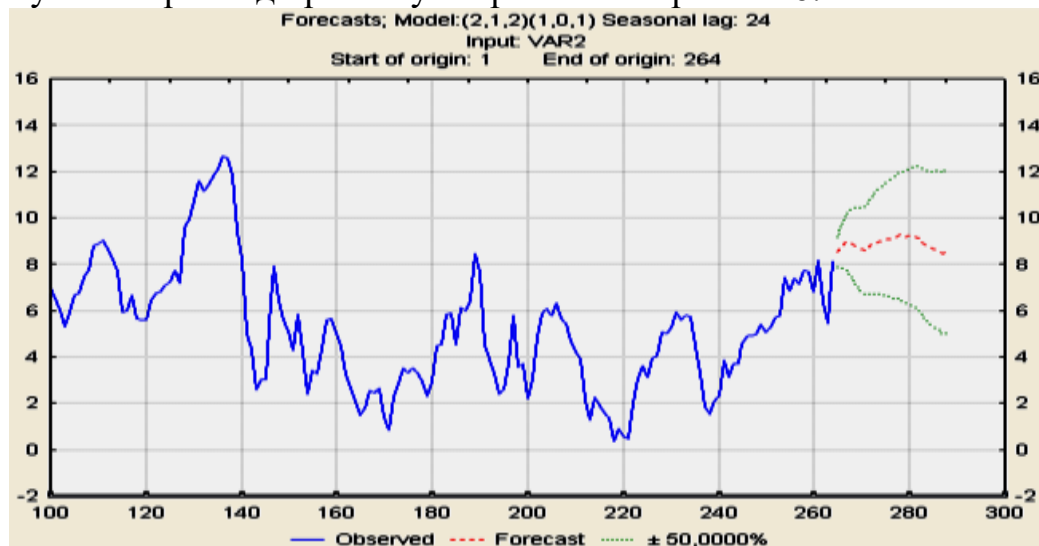


Рис. 4.10. Приклад прогнозу на 24 години

Незважаючи на візуальну відсутність періодичної складової, добовий хід швидкості вітру все ж має бути відчутним. Спектральний аналіз часового ряду дає періодограму, на якій помітно групу періодів, кратних 24, причому чітко виражена також 4-добова періодичність (96 годин). Для виділення періодичної складової можна попередньо трансформувати початковий ряд, взявши різниці з лагом 24.

Порівняння точності прогнозу без урахування періодичності та трансформованого з лагом 24 ряду (рис. 4.13) також вказує на перевагу такої моделі. Тут виконано прогноз на 11–12-й дні місяця за даними перших 10-ти днів, і порівняно його з фактичними значеннями цих днів. Середньоквадратична похибка без урахування періодичності становила 2,2 м/с, а з її урахуванням – 1,8 м/с.

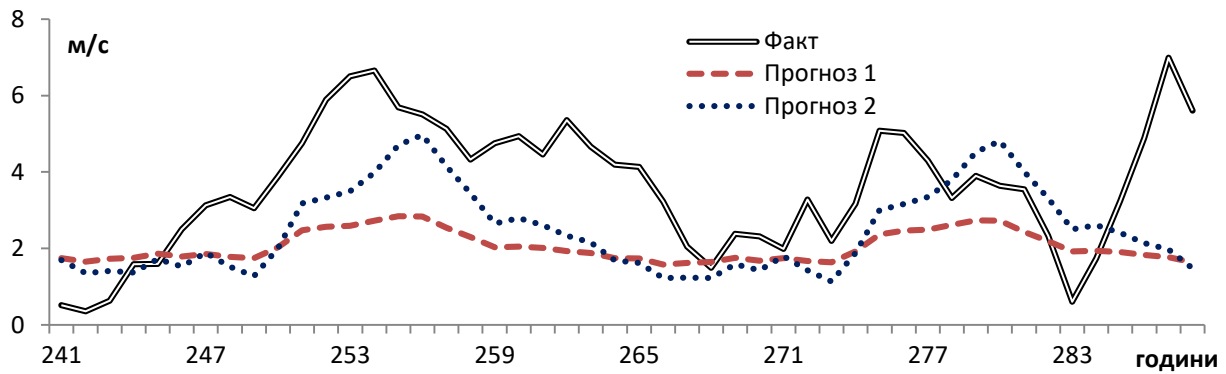


Рис. 4.11. Прогноз швидкості вітру на 11–12-й дні:

1 – без урахування періодичності; 2 – з урахуванням

Можна зазначити, що прогноз на 2-й день якісно повторює прогноз на 1-й день – така властивість розрахункової моделі. Тому цим методом доцільніше виконувати прогнозування на один день. Таким чином можна спрогнозувати швидкість вітру на наступні дні місяця, весь час збільшуючи на один день довжину початкового ряду, який береться в розрахунок, і порівнюючи результат з фактичним значенням (рис. 4.14):

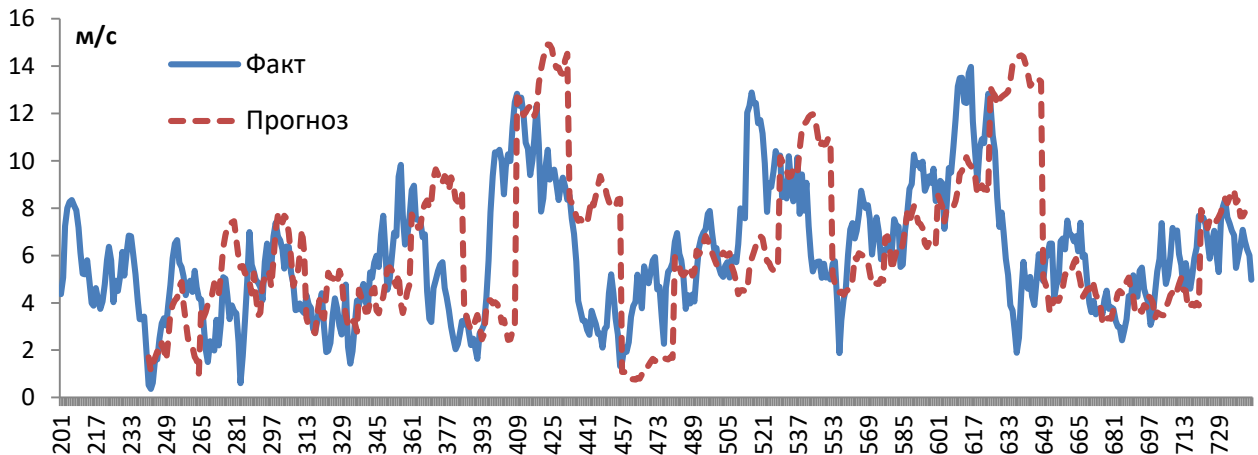


Рис. 4.12. Сумісний графік фактичної та прогнозованої швидкості вітру

На рис. вище помітно, що прогнозовані дані ніби запізнюються відносно фактичних. Цей ефект обумовлено тим, що використана методика фактично поширює результати поточного дня на наступний, з певними поправками на тенденції попередніх днів.

Точність прогнозу значною мірою залежить від плавності зміни елементів ряду, і має досить випадковий характер. Для прикладу розглянемо детальніше прогноз на 21–22-й дні місяця (рис. 4.15). Тут середньоквадратична похибка прогнозування на 21-й день (точки 481-504) становить 0,87 м/с, або 15%, а на 22-й день (точки 505-528) – вже 4,28 м/с, або 47%.

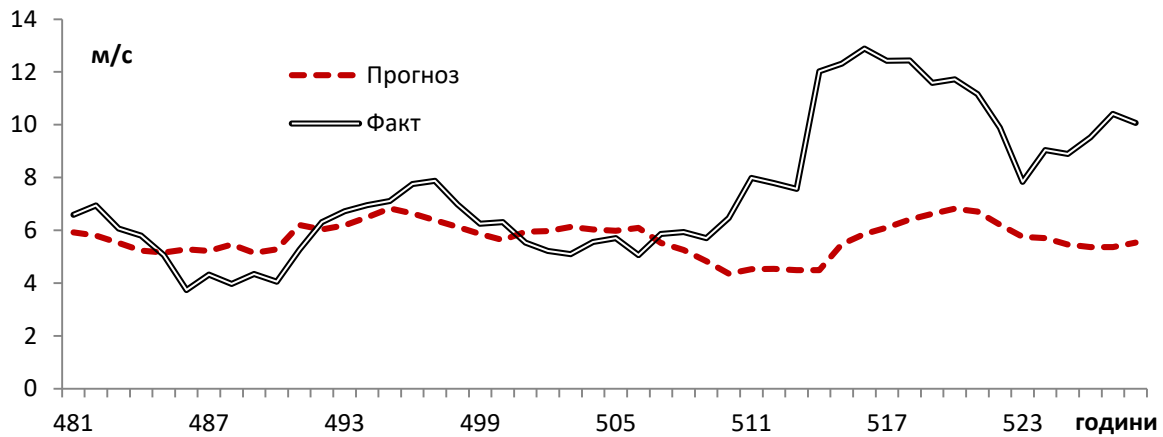


Рис. 4.13. Прогнозні та фактичні дані за 21-22 дні місяця

Про випадковий характер похибки можна судити, порівнюючи прогнози, перша точка яких довільно зміщується у часі. Якщо ця точка передуює стрибку прогнозованої кривої, то точність прогнозу на найближчі години падає. Проте це явище має локальний характер і надалі не впливає на загальну точність. Так, при розрахунках, зміщених на 10 точок (умовно виконуваних в районі 10-ї години ранку), середньоквадратична похибка для декількох взятих поспіль днів лишилася на тому ж рівні. Натомість значне покращення точності прогнозу досягається, якщо складати прогноз частіше, наприклад через кожні 6 годин. На рис. 4.16 зображено старий прогноз (виконуваний через 1 добу) та новий (через 6 годин) для тих трьох днів, коли спостерігалась різка зміна швидкості вітру. В даному випадку середньоквадратична похибка зменшилась з 4,44 м/с до 1,82 м/с, або з 62% до 25%.

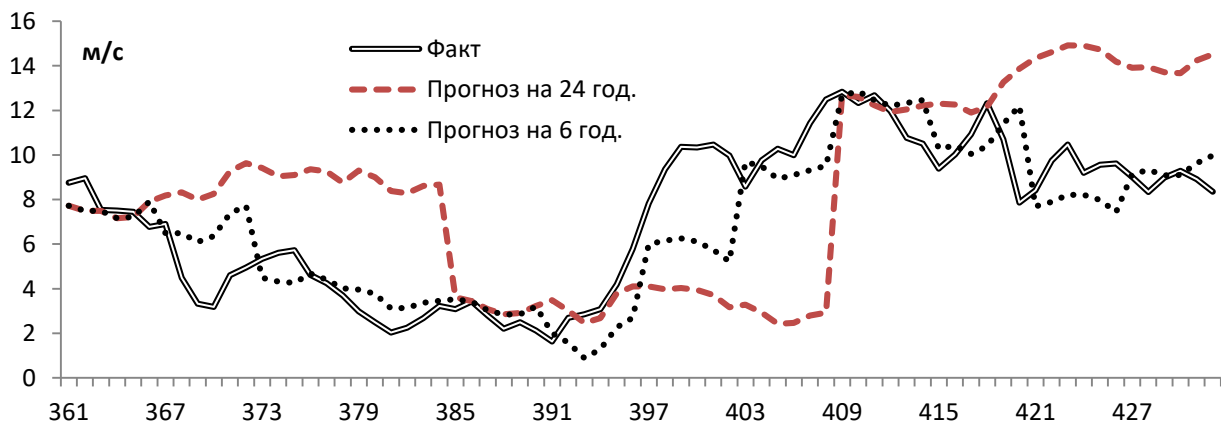


Рис. 4.14. Зміна характеру прогнозу при зменшенні інтервалу прогнозування

Можна зазначити, що точність прогнозу відчутно не зростає при збільшенні бази прогнозування, тобто за даними 10-ти днів така ж, як на підставі 30 днів (у межах статистичної похибки). Результати досліджень засвідчують, що для прогнозування статистичним методом достатньо даних за декілька останніх годин, при цьому точність прогнозу є задовільною також лише для декількох (до 10) наступних годин. Зазначимо, що коректне використання процедури ARIMA потребує хоча б 50 попередніх значень.

Приклад з дипломного проекту «Вдосконалення прогнозування генерації об'єктів ВДЕ на прикладі вітроенергетики» (2021 р.)

Виробники ВДЕ можуть продавати електроенергію на всіх сегментах ринку. Однак для її продажу за «зеленим» тарифом або за аукціонною ціною, вони мають стати учасниками балансуєчої групи гарантованого покупця та укласти договір із ДП «Гарантований покупець».

У разі відхилення фактичних погодинних обсягів відпустки енергії виробниками ВДЕ від їх погодинних графіків такі виробники відшкодовують частину вартості врегулювання небалансу «Гарантованого покупця» відповідно до правил функціонування групи, що балансує.

Особливості відшкодування небалансів виробниками «зеленої» енергії залежать від того, коли об'єкт ВДЕ введений в експлуатацію – до визнання внутрішньодобового ринку ліквідним чи після.

Об'єднання в балансуєчу групу має кілька переваг. По перше, це компенсація обсягів небалансів – «співгрупники» можуть легко компенсувати свої небаланси навіть за похибок у плануванні. А різновекторність планування посилює ці компенсації – кожен учасник групи має свій особливий графік споживання. По друге – це зниження ризику небалансів від віртуального поєднання різних принципів планування. Чим більше учасників у групі і чим більші у них обсяги електроенергії при абсолютно не схожих групах споживачів – тим кращим буде ефект. Саме в «різно-фактажності» графіків споживання учасників групи виходить краще компенсувати нестачу (дефіцит), або надлишок (профіцит) електроенергії, значно (часом до 90%) зменшувати втрати від небалансів. Це наглядно зображено на рисунках.



Рис. 4.15. Власний небаланс виробника енергії



Рис. 4.16. Сумарний небаланс балансуєної групи

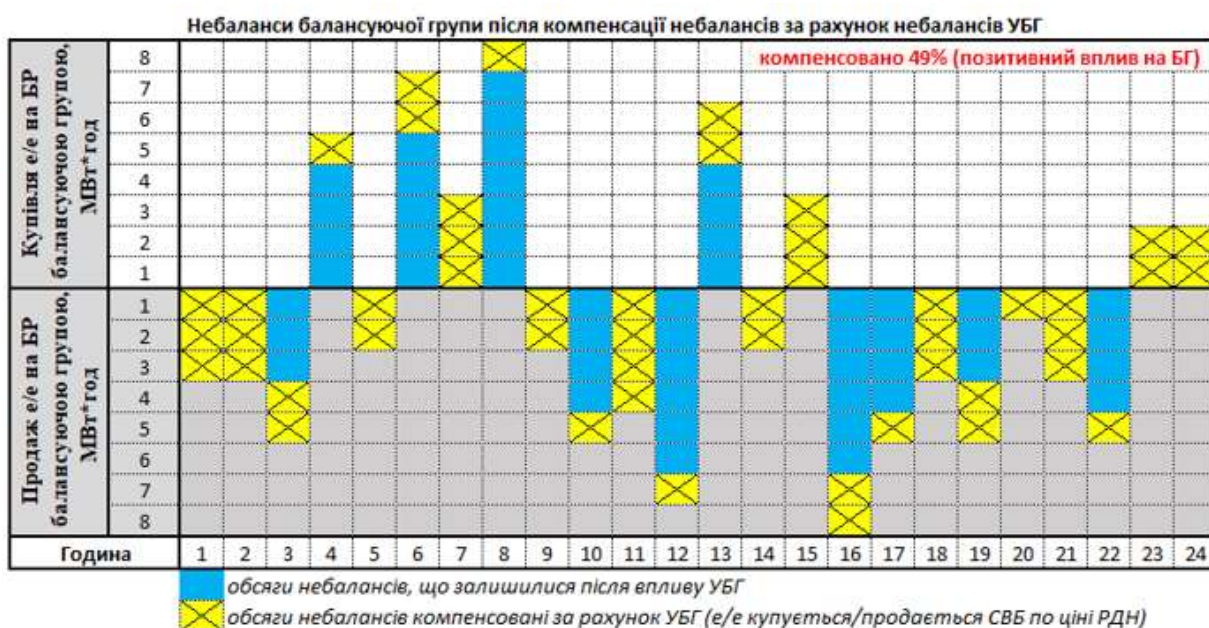


Рис. 4.17. Остаточний небаланс балансуєної групи після балансування



Рис. 4.18. Остаточний небаланс постачальника електроенергії – учасника балансуєної групи після балансування

Прикладом балансуєної групи є така група ДП «Гарантований покупець» для виробників електроенергії з альтернативних джерел, яким встановлено «зелений» тариф або надано право на підтримку за результатами аукціонів (виробники ВДЕ). Станом на 1 грудня 2021 року в балансуєну групу Гарантованого покупця входять 944 учасника.

Небаланси кожного учасника групи, що балансує, підсумовуються. При цьому відповідальність за небаланс ДП «Гарантований покупець» може бути меншою за сумарну, оскільки позитивні та негативні небаланси «компенсують» один одного. У такому разі відповідальність за небаланс виробників ВДЕ як учасників балансуєної групи може бути меншою, ніж у разі їхньої відповідальності за межами такої групи.

Кожен день ДП «Гарантований покупець» публікує на сайті графіки відхилення фактичних обсягів від прогнозних даних виробників ВДЕ. На момент 01.02.2021 графіки за 28.11.2021 по всім компаніям виглядають так, як показано на рисунку 4.19.

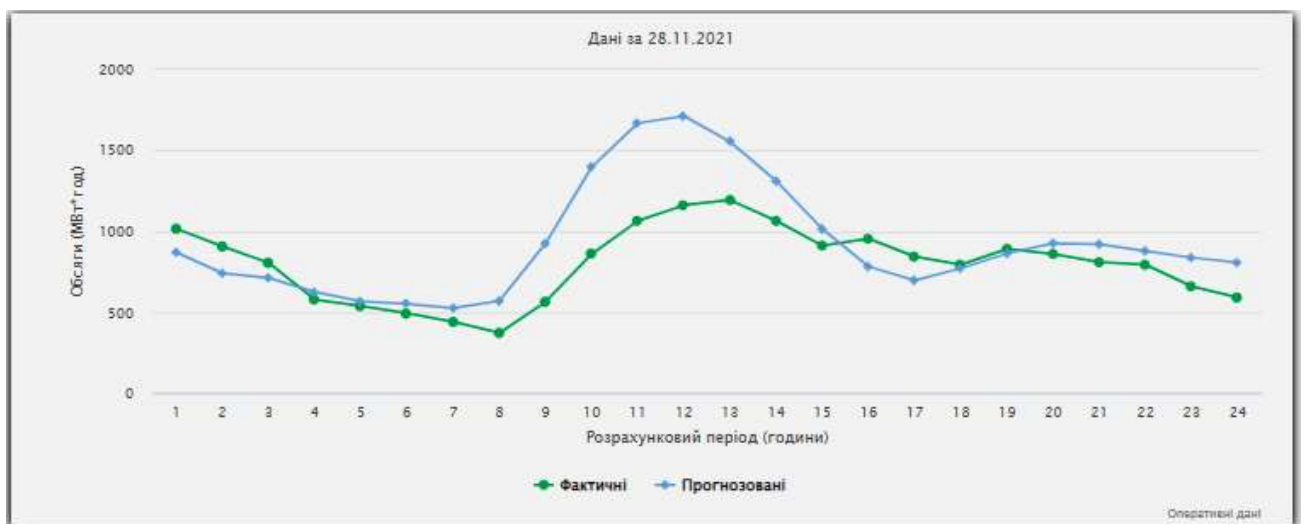


Рис. 4.19. Відхилення фактичної генерації від прогнозованої балансуєної групи Гарантований покупець за 28.11.2021.

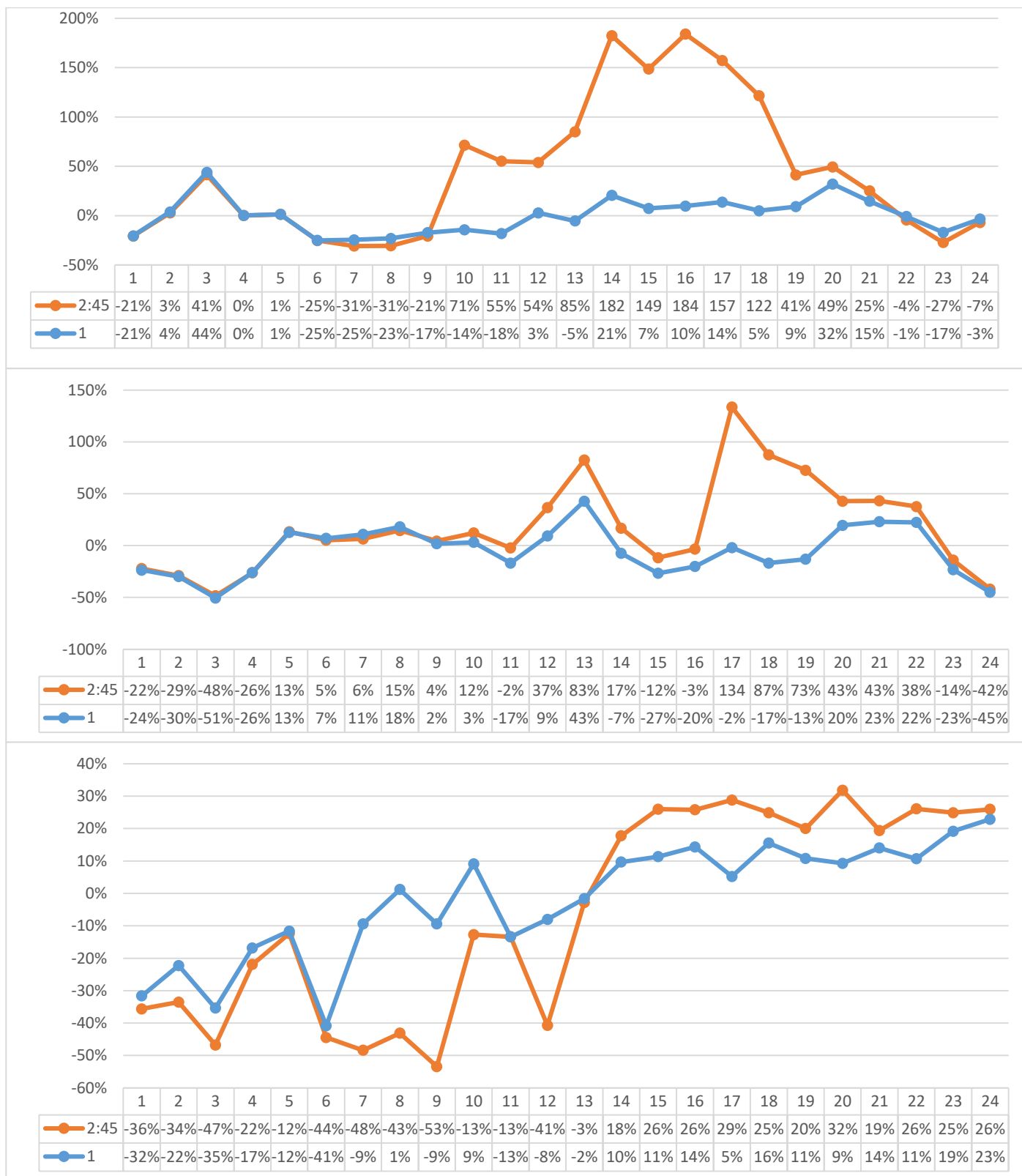


Рис. 4.20. Графіки порівняння небалансів з люфтом в 2:45 на 1 годину за 05.12.2020, 07.11.2020 та 30.11.2020 для ВЕС Ольвія

Лекція 5.

Особливості прогнозування сонячної та вітрової енергії. Приклади прогнозування та досяжна точність

Змішані методи

Як вказувалось раніше, для короткотермінового прогнозу задовільні результати забезпечує модель постійності – найпростіший варіант моделі ARIMA. Покращеним варіантом моделі постійності можна вважати метод експоненційного згладження, коли наступні значення ряду визначаються не лише через поточне значення, але і всі попередні, взяті зі зменшуваними ваговими коефіцієнтами: $Y_t = \sum_{i=0}^{\infty} \beta_i X_{t-i}$, $\beta_i \rightarrow 0$ ($i \rightarrow \infty$).

Використовуємо дані того ж місяця, що в попередньому прикладі, починаючи з 10-ї доби. Прогноз виконується на дві доби вперед. На рис. 5.1 зображено прогнозні дані на кожну першу та другу добу у порівнянні з фактичними даними. Загалом, точність прогнозу на одну добу практично така ж, як методом ARIMA; проте прогноз на дві доби майже не корелює з фактичним значенням.

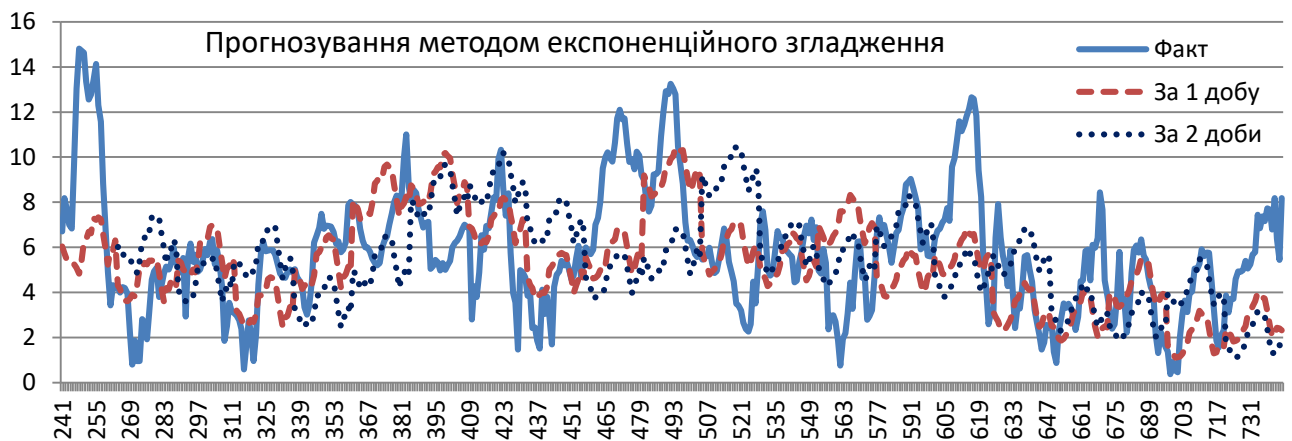


Рис. 5.1. Прогноз за одну та дві доби в порівнянні з фактичною швидкістю вітру

Визначимо можливості підвищення точності прогнозування, використовуючи не тільки статистичний підхід, а й офіційні метеопрогнози. Щоденні прогнози вітчизняної державної гідрометеослужби містять, в тому числі, розрахункові значення швидкості вітру на дві доби вперед (по чотири значення на добу) в прив'язці до існуючої мережі гідрометеостанцій (ГМС), і розміщені на офіційному Інтернет-сайті Українського гідрометеорологічного центру. Порівняльні розрахунки зроблено на підставі прогнозних даних щодо декількох найближчих ГМС.

Для коректного порівняння даних ВЕС та ГМС початкові дані осереднено з 6-годинним інтервалом. Відповідно замість 744 точок вимірювання матимемо 124. Таке групування даних можна порівняти з даними прогнозу погоди, які теж мають 6-годинну дискретність. Найближчими до Мирнівської ВЕС є ГМС у Чорноморську та Євпаторії. Якщо порівняти осереднені дані прогнозу цих станцій з фактичними даними Мирнівської ВЕС за 21 добу, то кореляція з добовим прогнозом є значно вищою і становить 0,72; похибка прогнозу – 41%.

Кореляція прогнозу за дві доби досягає 0,70. Чи можна покращити цей прогноз, використовуючи статистичний підхід?

Визначимо регресію прогнозних значень на фактичні методом розподілених лагів (МРЛ). Рівняння лінійної регресії: $Y_t = \sum_{i=0}^L \beta_i X_{t-i}$. Тут Y – залежний ряд; X – незалежний ряд; t – індекс, що визначає момент часу; β_i – коефіцієнти регресії. Кількість членів рівняння визначається обраним лагом L . Для розрахунків обрано значення $L=4$ як оптимальне (визначено дослідним шляхом). При цьому найбільш статистично значимими є перший та останній коефіцієнти рівняння регресії, незалежно від довжини лагу.

Щоденно ми маємо попередні (до дня складення прогнозу) фактичні дані щодо швидкості вітру на ВЕС та дані прогнозу ГМС для поточної дати і ще на два дні вперед. Потрібно визначити прогнозну швидкість вітру на ці два дні, використовуючи наявний дводенний прогноз та статистичний зв'язок фактичних і прогнозованих даних за попередній період часу.

Виконаємо прогноз швидкості вітру на дві доби вперед, починаючи з 11-ї і використовуючи в якості бази розрахунку попередні дані з початку місяця. Результати розрахунку з використанням даних ГМС, уточнених методом розподілених лагів, зображено на рис. 5.2 (*прогноз 1* зроблено за день до означеної дати, *прогноз 2* – за 2 дні).

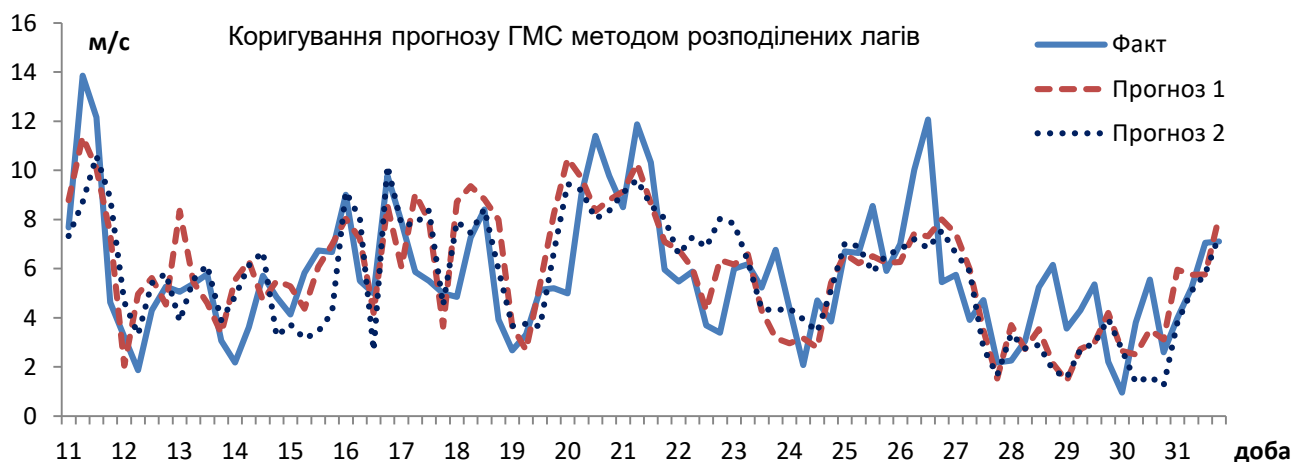


Рис. 5.2. Співставлення фактичних та скоригованих прогнозних даних

Числові показники прогнозування наступні: для 1-добового прогнозу середньоквадратична похибка становить 34%, коефіцієнт кореляції – 0,68; для 2-ї доби похибка 36%, коефіцієнт кореляції – 0,65. Отже, кореляційна залежність дещо знижена, в основному за рахунок згладження даних, зате середньоквадратична похибка помітно нижча порівняно з некоригованим прогнозом (див. табл. 5.1). Проте загалом похибка все ще досить висока.

Подальшого покращення прогнозу можна досягти, застосувавши комбінацію прогнозів, отриманих за моделями ARIMA та МРЛ з ваговими коефіцієнтами, які можуть бути пропорційними коефіцієнтам кореляції або обернено пропорційними середньоквадратичній похибці. В даному випадку відповідні вагові коефіцієнти становлять 0,3 та 0,7.

Таблиця 5.1. Порівняльні показники точності прогнозування різними методами

Метод прогнозування	Коефіцієнт кореляції	Середньоквадратична похибка, м/с	Відносна похибка
Модель ARIMA	0,457	2,61	0,451
Експоненційне згладження	0,450	2,60	0,449
Прогноз ГМС	0,717	2,52	0,413
Прогноз МРЛ	0,683	1,98	0,344
Комбінований ARIMA+МРЛ	0,686	1,88	0,326

Для встановлення залежності прогнозу від обсягу даних, які беруться в розрахунок при застосуванні методу розподілених лагів, зобразимо графічно зміну статистично значимих коефіцієнтів регресії по днях, в залежності від дати складення прогнозу (рис. 5.3):

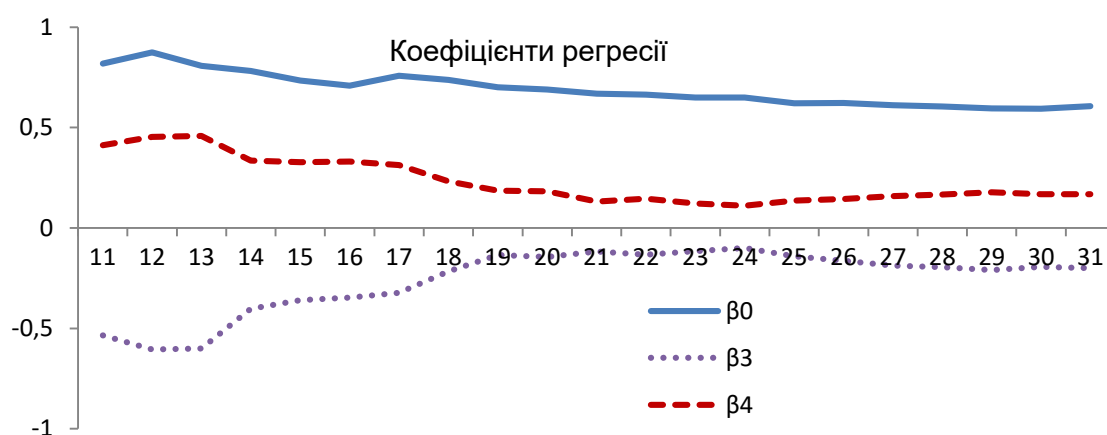


Рис. 5.3. Залежність коефіцієнтів регресії МРЛ від обсягу початкових даних

При обсязі бази даних від 10 до 20 днів зміна коефіцієнтів з додаванням кожного наступного дня є досить помітною, а вже починаючи з 25 днів наближається до асимптотичних значень. Таким чином, місячного обсягу даних цілком достатньо для статистично значимої залежності, тобто стабільності прогнозу.

Як видно на рис. 5.3, найбільшу величину має коефіцієнт β_0 при X_t . Наступні коефіцієнти або незначимі, або носять взаємокомпенсуючий (дзеркальний) характер. Отже, можна зробити висновок про наявність квазілінійної залежності прогнозних даних ГМС та фактичних даних на ВЕС. При цьому відносна точність прогнозу зростає зі збільшенням швидкості вітру.

Таким чином, відчуттє збільшення точності прогнозування за рахунок зростання бази попередніх даних неможливе, як тільки відбувається стабілізація статистичних закономірностей. Покращення прогнозних даних за рахунок комбінування різних моделей прогнозування, з використанням даних гідрометеослужб, є більш успішним. Однак досягнута точність прогнозування швидкості вітру на рівні 30-35% все ж видається недостатньою, оскільки розрахункові прогнози ГМС, хоч і мають 6-годинну дискретність, але оновлюються один раз на добу, в той час як для розвинутих зарубіжних моделей на базі NWP – принаймні кожні 6 годин. Виконання розрахунків з такою дискретністю забезпечує значно вищу – вдвічі і більше – точність прогнозу.

Використання адаптивних моделей

В більшості прогнозних моделей прогнозується саме швидкість вітру, а не потужність ВЕС, з ряду причин. Показник швидкості вітру є об'єктивним та унормованим, а потужність ВЕС – нелінійна характеристика швидкості вітру, що залежить від технічних можливостей конкретних ВЕУ. Тому при складенні прогнозу в більшості розрахункових моделей поточні дані щодо роботи ВЕС конвертуються у швидкість вітру, і тільки на останній стадії обчислювального алгоритму прогнозна швидкість вітру, супроводжувана оцінками точності та надійності прогнозу, перетворюється в очікувану потужність ВЕС.

Однак потрібною на практиці величиною є саме значення потужності ВЕС, яка, на відміну від вітру, може мати свої закономірності, пов'язані з внутрішнім розпорядком роботи ВЕС, особливостями диспетчерського управління тощо. Результируюча прогнозована потужність там розглядається як адаптована до конкретних умов комбінація альтернативних динамічних моделей.

Щодо використовуваних моделей, пропонується декілька альтернативних моделей, які відрізняються кількістю врахованих факторів. Так, перша модель є багатоперіодною авторегресією, тобто виконується статистичне прогнозування потужності як часового ряду. Дана модель якраз повинна враховувати антропогенні фактори в ритмічності роботи ВЕС. Наступні моделі аналогічні попередній, з додатковим урахуванням прогнозів ГМС щодо швидкості та напрямку вітру. Загальний вигляд розрахункової моделі:

$$P_{t+h} = \alpha_{0,t} + P_t(k, c) + W_{t+h|t}(q) + D_{t+h|t} + e_{t+h|t}^{(M_m)},$$

де $P_t(k, c) = \sum_{i=1}^k \alpha_{i,t} P_{t+1-i} + \alpha_{k+1,t} P_{t+h-c}$ – авторегресійна складова потужності ВЕС;

$$W_{t+h|t}(q) = \sum_{i=1}^q \beta_{i,t} v_{t+h|t}^i - \text{прогноз стосовно швидкості вітру};$$

$$D_{t+h|t} = \gamma_{1,t} \sin\left(\frac{2\pi\varphi_{t+h|t}}{360}\right) + \gamma_{2,t} \cos\left(\frac{2\pi\varphi_{t+h|t}}{360}\right) - \text{прогноз стосовно напрямку вітру};$$

v та φ – відповідно швидкість (м/с) та напрям (град) вітру;

$e_{t+h|t}^{(Mi)}$ – прогнозована похибка i -тої моделі;

q та k – кількість параметрів регресії; константа c призначена для врахування добової циклічності.

Гнучкість даної методики прогнозування полягає у виборі, по-перше, адаптивних способів оцінки коефіцієнтів кожної окремої моделі, та по-друге, адаптивного підходу до оцінки вагових коефіцієнтів при різних альтернативних моделях. І якщо в першому випадку використовуються рутинні математичні процедури (метод найменших квадратів чи метод фільтрів Калмана), то в другому, для уникнення складнощів при обчисленні та уникнення додаткових похибок, можливий дещо інтуїтивний вибір окремих моделей, вага яких відповідає їх точності. Тут доцільне застосування різних форм регресії, при варіативності в часі як вагових коефіцієнтів, так і кількості та типу альтернативних моделей.

Врахування напрямку вітру

В попередніх розділах розглянуто різні шляхи прогнозування швидкості вітру, на базі яких можна визначити очікувану потужність вітроустановок. При цьому враховувалася в основному швидкість вітру; врахування напрямку пропонувалося в адаптивних моделях для покращення точності прогнозу. Однак напрям вітру також може впливати на результуючу потужність окремих ВЕУ та ВЕС у цілому, і його врахування доцільне з декількох причин. Зокрема, швидкість вітру може корелювати з його напрямом, тобто деякі напрями відзначатимуться більш потужними вітрами; крім того, від напрямку вітру залежить рівень втрат потенційного виробітку електроенергії, обумовлених впливом рельєфу та взаємозатінненням самих ВЕУ. Розглянуте в попередніх розділах статистичне прогнозування часових рядів та використання прогнозу ГМС можна використати і при прогнозуванні напрямку вітру.

На рис. 5.4 наведено зразки місячної фіксації напрямів вітру на Мирнівській ВЕС (А) та площадці «Сонячна Долина» (Б) на заході та сході Криму відповідно.

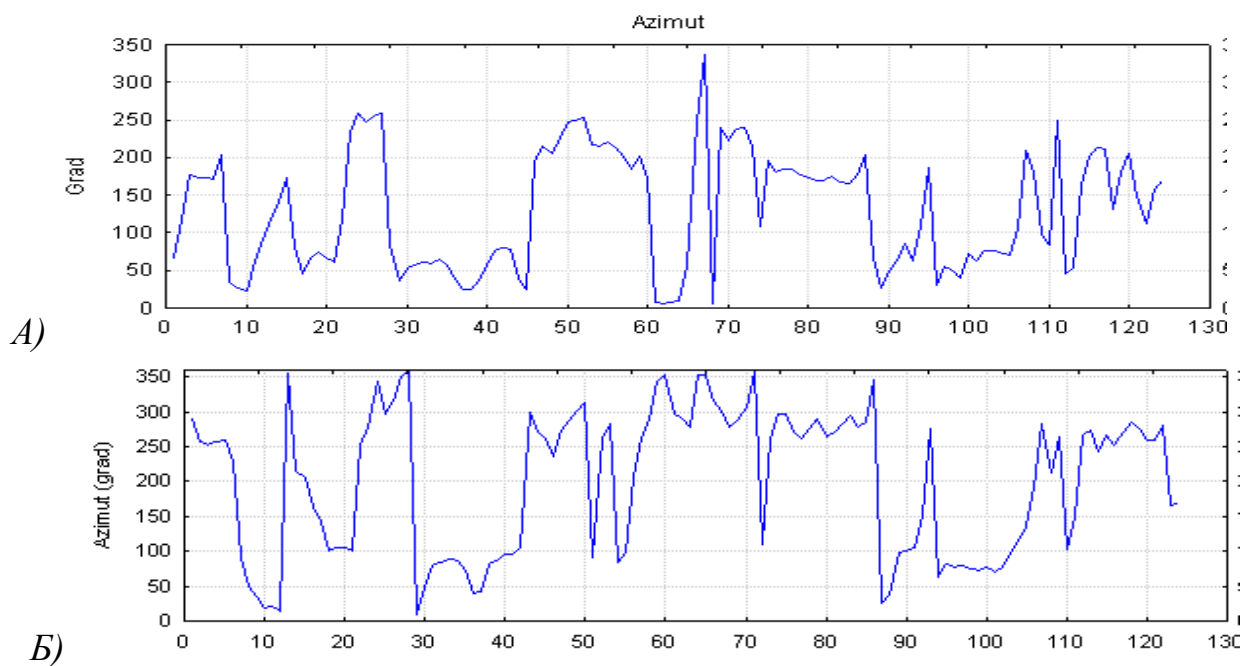


Рис. 5.4. Зміни напрямку вітру, осереднені за 6-годинні інтервали

Як видно з рис., часові ряди А, Б дещо корелюють (площадки віддалені одна від одної на 160 км) та мають ознаки стаціонарності. Приклад автокореляційної (АКФ) та часткової автокореляційної функції наведено на рис. 5.5. Характер АКФ та ЧАКФ свідчить про наявність авторегресії 1-го порядку.

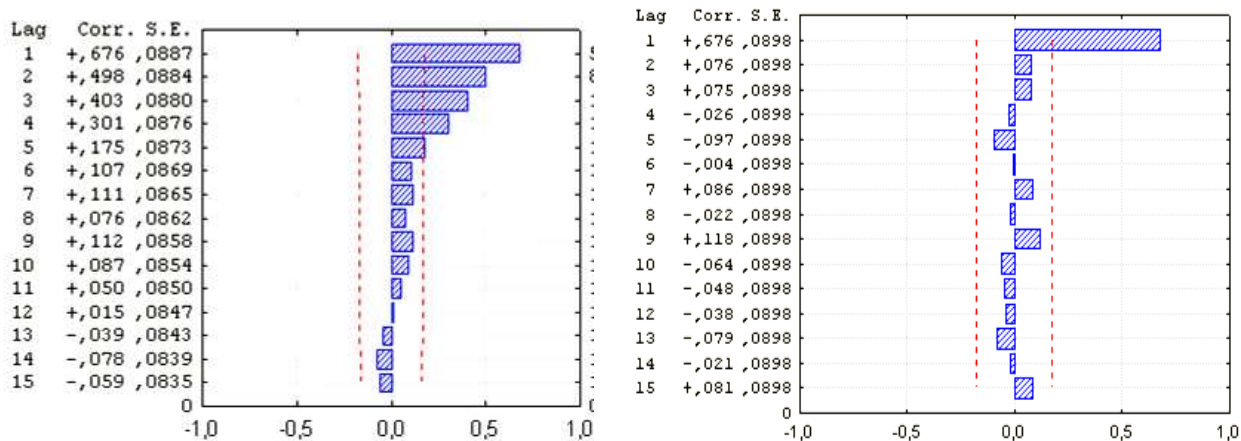


Рис. 5.5. Автокореляційна (зліва) та часткова автокореляційна (справа) функції напрямку вітру

Застосування авторегресійної процедури прогнозування з ковзним середнім та інтегруванням (ARIMA) забезпечує невисоку точність прогнозу (рис.5.6):

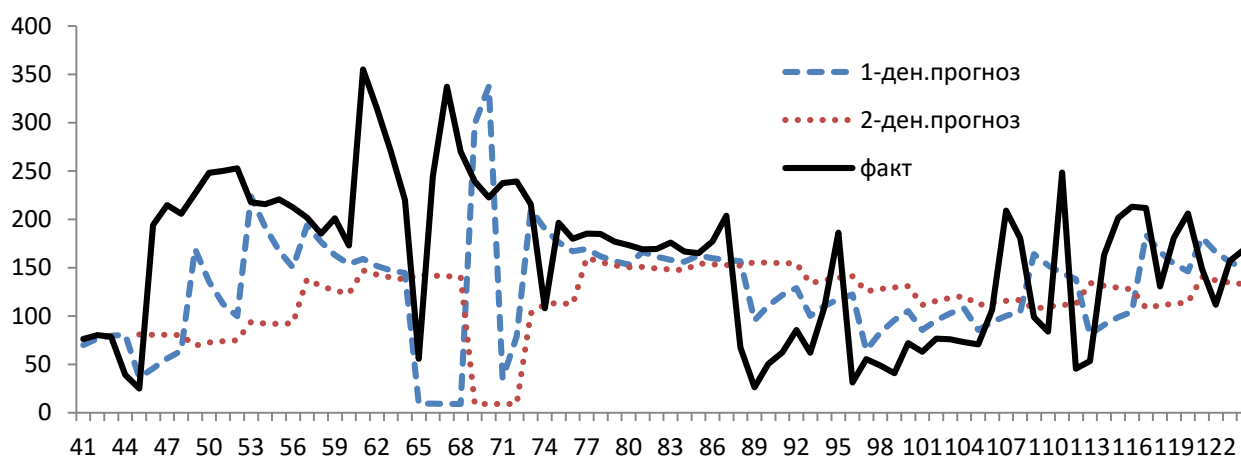


Рис. 5.6. Прогнозування на 24 та 48 годин методом ARIMA (площадка А)

Загалом, вдало прогнозуються лише періоди плавної зміни азимуту. Дещо кращий результат досягається завдяки використанню прогнозу розташованих поблизу ГМС та застосуванню методу розподілених лагів. Так, для площадки А середньоквадратична похибка прогнозування зменшується з 73° (ARIMA) до 51° (МРЛ). Комбінування цих методів точності прогнозування не покращує.

Для дослідження результатів прогнозу потужності ВЕС потрібно виконати наступні дії:

1) в якості опорних значень розрахувати потужність ВЕУ за фактичними даними метеоспостережень, наприклад розбивши їх на добові фрагменти та використавши прикладну програму типу WAsP (WindFarm, WindPRO тощо);

2) за даними прогнозу ГМС та попередніми даними метеопостів ВЕС спрогнозувати швидкість та напрям вітру;

3) за прогнозною швидкістю визначити продуктивність (потужність) тестової ВЕС з використанням поліноміальної чи логістичної характеристики потужності вітроустановок (по 6-годинних осереднених значеннях), після чого уточнити розрахунок з урахуванням напрямку, окремо виконати прогноз потужності суто статистичними методами (з застосуванням авторегресії);

4) порівняти прогнозовані за різними моделями значення з розрахованими WASP як точними, при необхідності усереднивши їх для однакових часових інтервалів (в даному випадку добових), за результатами порівняння визначити оптимальні з точки зору мінімізації похибки значення вагових коефіцієнтів.

Оцінка точності прогнозу потужності ВЕС

Результати розрахунків середньої потужності ВЕУ та середньоквадратичної похибки (СКП) для наведених вище схем розстановки вітроустановок та реальних метеоданих за місяць при різних моделях розрахунку поточної середньодобової потужності наведено в табл. 5.2. Прогноз виконувався за результатами попередніх днів, починаючи з 10-го (тобто на 11–31-шу добу), регресія на прогнозовані значення – за умови досягнення стабільних значень коефіцієнтів.

Таблиця 5.2. Порівняння точності прогнозу за різними моделями розрахунку (МВт)

Розрахункова модель	Площадка А		Площадка Б	
	Середнє	СКП	Середнє	СКП
1. Модель WASP (прийнята за точну)	1,289	0	0,596	0
2. Авторегресійна модель (ARIMA)	0,998	0,775	0,761	0,541
3. Прогноз швидкості вітру методом розподілених лагів (МРЛ)	1,347	0,447	0,612	0,323
4. Модель МРЛ, коригована з урахуванням напрямку вітру	1,320	0,437	0,605	0,321
5. Лінійна регресія на ARIMA+МРЛ	1,288	0,297	0,596	0,309
6. Лінійна регресія на ARIMA+МРЛ кориговану	1,289	0,295	0,594	0,309
7. Квадратична регресія на ARIMA+МРЛ	1,290	0,292	0,595	0,249
8. Квадратична регресія на ARIMA+МРЛ кориговану	1,283	0,285	0,598	0,246
9. Кубічна регресія на ARIMA+МРЛ	1,286	0,269	0,593	0,196
10. Кубічна регресія на ARIMA+МРЛ кориговану	1,285	0,251	0,607	0,195
11. Пропорційне до СКП осереднення ARIMA+МРЛ коригованої	1,204	0,483	0,663	0,340

Як бачимо, лінійна регресія забезпечує більшу похибку прогнозу, ніж функції вищого порядку, хоча демонструє кращий результат для середнього значення потужності, а якість прогнозу на одну та дві доби майже однакова.

Коефіцієнт кореляції прогнозних значень з точними становить в середньому 0,8 для прогнозів на базі МРЛ та лінійної регресії, 0,875 – для квадратичної, та 0,925 – для кубічної регресії. Зразки прогнозованих значень, порівняно з розрахованими програмою WASP, зображено на рис. 5.7:

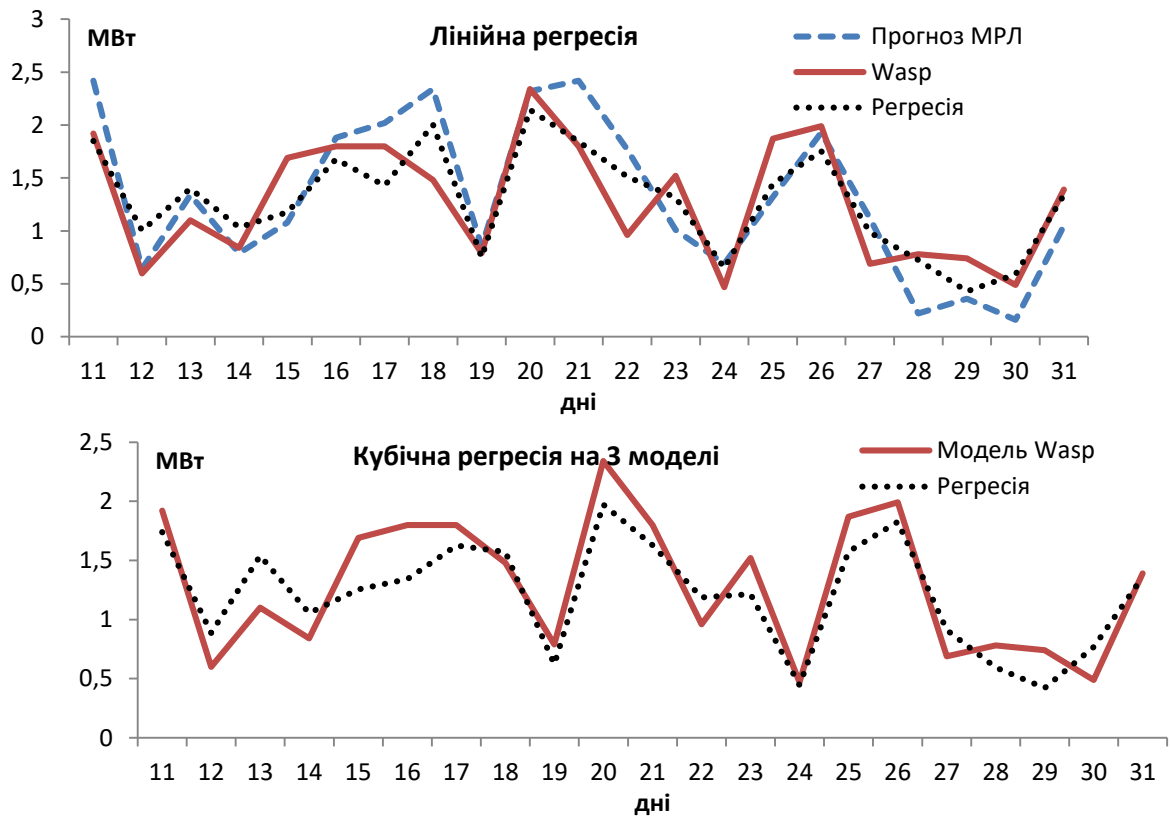


Рис. 5.7. Порівняння прогнозу за різними формами регресії (площадка А)

Коефіцієнти регресії, відповідно до розрахункової моделі, є функціями часу. Простежимо їх мінливість у часі.

Рівняння лінійної регресії на три моделі прогнозу має вигляд:

$$P = a_0 + a_1 P_{ARIMA} + a_2 P_{MPL} + a_3 P_{KOP}$$
, де a_i – коефіцієнти регресії, залежні від часу; P_x – потужності ВЕУ, прогнозовані за відповідними моделями. Якщо приймати до розрахунку спочатку 10 попередньо отриманих добових значень, а потім щоденно добавляти нові дні, то коефіцієнти при складових у рівнянні регресії змінюватимуться, як це зображено на рис. 5.8:

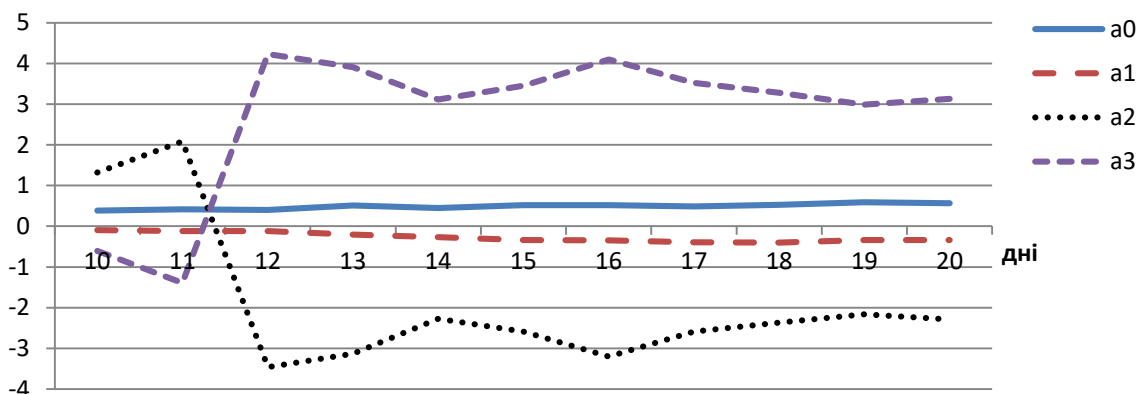


Рис. 5.8. Добова зміна коефіцієнтів регресії

Таким чином, при врахуванні понад 20 попередніх значень коефіцієнти регресії досягають певної стабільності, надалі змінюючись досить плавно. Отже, залежність коефіцієнтів регресії від часу можна вважати слабкою за наявності, як мінімум, місячної бази даних. Слід зазначити, що коефіцієнти a_2 та a_3 стосуються близьких за абсолютною величиною розрахункових даних, і їх зміна

є взаємокомпенсуючою (див. рис.), мало впливаючи на загальну точність прогнозу. Так, при зростанні бази прогнозних даних з 10 до 21 (прогнозування розпочато за наявності 10-денної інформації) середньоквадратична похибка прогнозу для площадки *A* зменшилася з 0,41 до 0,27 МВт, а для площадки *B* – з 0,58 до 0,20. Отже, рівняння регресії доцільно використовувати після досягнення їх коефіцієнтами стабільних значень, з подальшим періодичним уточненням.

Зі зростанням порядку регресійного полінома точність прогнозу дещо зростає, але коефіцієнти регресії при цьому схильні до нестійкості (зазнають значних змін при невеликій зміні початкових даних). Ця ж тенденція проявляється при використанні моделей з близькими значеннями, в даному випадку це некоригована та коригована моделі МРЛ. При цьому їх вагові коефіцієнти великі за абсолютним значенням (до декількох десятків), і є взаємокомпенсуючими. Оптимальними з точки зору надійності розрахунків є лінійна регресія на три моделі, або квадратична – на дві. Відносна точність прогнозу при цьому в наведених прикладах досягала 8-12% відносно номінальної потужності, що загалом відповідає рівню застосовуваних у світі розрахункових моделей.

Щодо точності прогнозу, то в загальному випадку зі збільшенням кількості випадкових величин, якими є окремі прогнози за різними моделями (так звані предиктори) та відповідні складові регресійних рівнянь, дисперсія результуючої випадкової величини *P* має зростати відповідно до своїх адитивних властивостей. Критерієм оптимальності при розрахунку коефіцієнтів регресії звичайно є саме мінімізація середньоквадратичної похибки. Розрахований таким чином прогноз називається оптимальним предиктором. Крім найменшої похибки, оптимальний предиктор забезпечує також найвищу кореляцію з фактичними значеннями.

Зазначимо також, що в загальному випадку оптимальний предиктор забезпечує меншу похибку, ніж у випадку лінійної регресії. Зменшення похибки відбувається також зі зростанням кількості прогнозних моделей (предикторів), причому результуюча точність залежить від того, наскільки нові предиктори корелюють з досліджуваною величиною: $\sigma_{n+1}^2(P) = \sigma_n^2(P)(1 - \rho_{n+1}^2)$, де ρ_{n+1} - часткова кореляція (n+1)-го предиктора.

Таким чином, додаткове врахування нової моделі, кореляція якої близька до нуля, не покращує точності прогнозу. З іншого боку, надмірне збільшення кількості предикторів навіть при асимптотичному зменшенні похибки не гарантує повного співпадіння прогнозних та фактичних значень. Насправді існують обмеження точності, обумовлені рядом факторів. До них, зокрема, відносяться похибки категорій **A** (цифрових значень вимірювань) та **B** (методичних підходів) відповідно до Державного стандарту України ІЕС 61400-12-2001, які враховують коефіцієнти чутливості складових величин.

При максимально коректному прогнозуванні залишки прогнозованого часового ряду, тобто похибки, мають бути розподілені по нормальному закону з нульовим середнім та мінімально досяжною дисперсією, яка визначається рівнем стохастичності досліджуваних величин. Це свідчитиме про відсутність систематичної похибки. Параметри нормального розсіювання похибки слугува-

тимуть показником технічно досяжної точності.

Отже, досягнутий рівень точності прогнозу відповідає природі досліджуваного процесу (при цьому відіграють роль такі фактори, як точність прогнозу ГМС, стабільність енергетичних характеристик ВЕУ, достовірність опису площадки, точність обчислень тощо).

Межі ймовірного відхилення прогнозованих значень для площадки *Б* зображено на рис. 5.10. Розрахунки за моделлю WAsP, які умовно вважаються точними, практично потрапляють у інтервал з довірчою імовірністю 80% (тобто рівнем значимості 0,2).

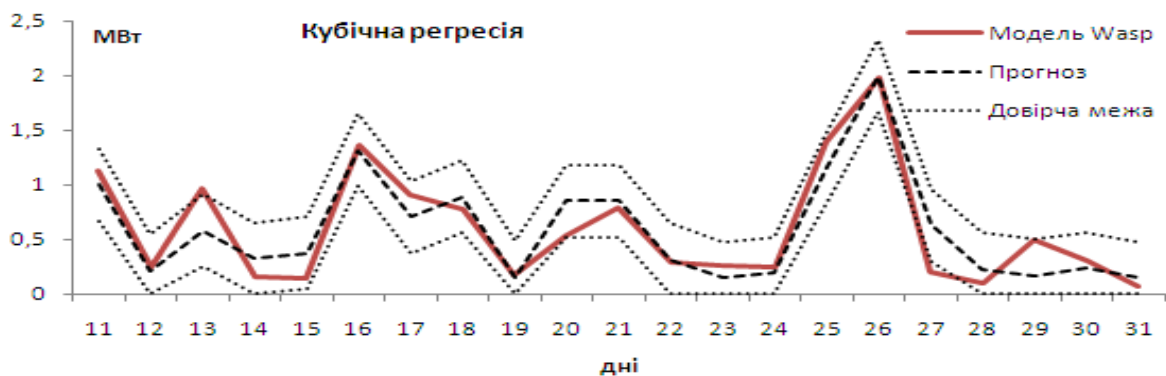


Рис. 5.9. Довірчий інтервал прогнозованої потужності ВЕУ

Таким чином, застосування комбінації декількох прогнозів, що враховують вплив різних чинників, забезпечує досить високу точність передбачення поточної потужності вітростанції та відповідно її продуктивності. При цьому суто статистичний прогноз на базі аналізу ряду попередніх значень потужності має враховувати зокрема вплив регулярних факторів, пов'язаних з процесом експлуатації та обслуговування станції. Прогноз швидкості вітру, який виконується державними метеослужбами, дозволяє передбачити потужність вітру на площадці ВЕС, при цьому статистична обробка попередніх прогнозованих та фактичних значень швидкості вітру дозволяє врахувати різницю в характері вітрового потоку на площадці та в районі метеостанції. Детальне вивчення ландшафту площадки, розташування ВЕС та взаємного впливу ВЕУ дає можливість уточнити прогноз за рахунок передбачення не лише швидкості, а й напрямку вітру. Результуюча точність прогнозу зростатиме зі збільшенням врахованих чинників, наприклад, при врахуванні даних декількох прилеглих до ВЕС метеостанцій.

Особливості ймовірнісного підходу. Традиційно прогноз формулюється у вигляді певного детермінованого значення, Проте сучасні методи прогнозування можуть забезпечити більше інформації, і часто у вигляді прогнозованої невизначеності (ймовірних варіацій прогнозованого значення). Поки що такі прогнози не отримали широкого застосування, але вони можуть забезпечити значні можливості для покращення економічних результатів та надійності резервування в електроенергетиці, використовуючи додаткове інформаційне наповнення.

Найпоширеніше застосування прогнозів вітрової енергії відбувається при оперативному визначенні необхідного резерву енергосистеми. Це стосується процесів планування, коли виробникам електроенергії призначається статус ввімкнення/вимкнення і рівень потужності на певний період часу. Операторами

енергосистеми зазвичай використовуються детерміновані прогнози завдяки пошуку єдиного "оптимального" рішення. Перевагою детермінованого прогнозування є менша трудомісткість. Однак зростання частки відновлюваної енергетики збільшує вимоги до якості прогнозування, і одиночних оцінок стає недостатньо.

У методичних документах Всесвітньої метеорологічної організації (ВМО) фактично говориться про ігнорування невизначеності в прогнозах. ВМО стверджує, що при наданні детермінованого прогнозу базова невизначеність все ще існує, і тому потрібно обрати найкраще припущення щодо ймовірного результату, незалежно від потреб користувача і наслідків від його рішень. Саме цей розрив у базовому розумінні невизначеності притаманний сучасним підходам до прогнозування, що призводить до неправильних рішень серед кінцевих користувачів, які практично не мають досвіду базової метеорології.

Для прогнозування невизначеності кількісна оцінка ускладнюється завдяки більш громіздким структурам параметрів. Статистичні методи при цьому використовуються для визначення таких показників, як "надійність", "чіткість" та "розділова здатність". Наразі для вирішення проблем невизначеності існує значний брак знань про методи та програмні засоби.

Чому і де слід застосовувати саме прогнози невизначеності? В метеорології це традиційно стосується прийняття рішень, що стосуються безпеки людського життя (при попередженні наслідків стихійних лих). В енергетиці це потреба у нових підходах до енергетичної безпеки та економічності прийнятих рішень, нових вимогах до інформаційного наповнення при управлінні мережами, зокрема щодо збалансованості та забезпеченні резервними потужностями. Є також специфічні вимоги ринку електроенергії, потреби в моніторингу поточного стану та експлуатації інфраструктурних об'єктів.

Зміна парадигми з детермінованої до стохастичної в діловій практиці дуже повільна. Важливим є розуміння джерела невизначеності в процесі прогнозування; так, згідно з ВМО, основними джерелами невизначеності в прогнозах погоди є: атмосферна непередбачуваність, невизначеність у інтерпретації даних, похибки при складанні прогнозу та інтерпретація результатів прогнозування.

Помилка прогнозу – це фактичне відхилення прогнозованого значення від вимірюваного значення в той же момент часу (в минулому чи теперішньому), тоді як прогнозована невизначеність відноситься до можливого діапазону помилок прогнозування у майбутньому. Для конкретного часу очікування $t+k$ з прогнозним часовим горизонтом k інтервал прогнозу на момент часу t містить лише інформацію щодо границь розподілу з певною ймовірністю:

$$Prob\{P_{t+k}^L \leq P_{t+k} \leq P_{t+k}^H\} = \tau^H - \tau^L = \alpha$$

де τ^H та τ^L - квантилі номінальних інтервальних обмежень; α - ймовірність знаходження шуканого значення потужності P_{t+k} всередині визначеного інтервалу в момент часу $t+k$.

При формуванні програми IEA "Прогнозування енергії вітру" (Wind Task 36) запропоновано такі визначення, як розсіювання похибки прогнозу (*forecast error spread*), довірчий інтервал (*confidence interval*), невизначеність прогнозу (*forecast uncertainty*), інтервал прогнозу (*forecast interval*).

Розсіювання похибки прогнозу визначається як фактично отримані відхилення прогнозу від відповідного спостереження в певний час. Це також може означати середнє значення помилки, розраховане за допомогою метрики помилок, наприклад СКВ - середньоквадратичне відхилення.

Можливий діапазон прогнозних значень в метеорології відображає невизначеність розвитку атмосферних процесів у майбутньому, і його звичайно представляють як множину(ансамбль) прогнозів, застосовуючи збурення до початкових і граничних умов фізичної моделі. Інтервали прогнозу визначаються як діапазон невизначеності, що відповідає вірогідності знаходження фактичних результатів в діапазоні прогнозованих значень. Інтервали прогнозу можна отримати параметричними методами (наприклад, Гаусів розподіл), непараметричними (наприклад, емпіричні функції розподілу, оцінка щільності імовірності), або з ансамблю прогнозів щодо цільової змінної. Так, в моделі ARIMA (1) розкид значень прогнозу визначається амплітудою випадкової складової (білого шуму). З функцій щільності розподілу ймовірностей PDF (*Probability density function*) можна отримати квантілі, як у формулі вище, та моменти вищого порядку.

Потужність вітрової електроустановки можна вважати стохастичною змінною, і представляти його як імовірнісну функцію. Її властивості можуть бути представленим квантілями, моментами розподілу (наприклад, середнє значення та дисперсія) або повною PDF, з якої можуть бути отримані ці параметри. Досить поширеним способом візуалізації є сукупність сценаріїв процесу (рис. 5.10).

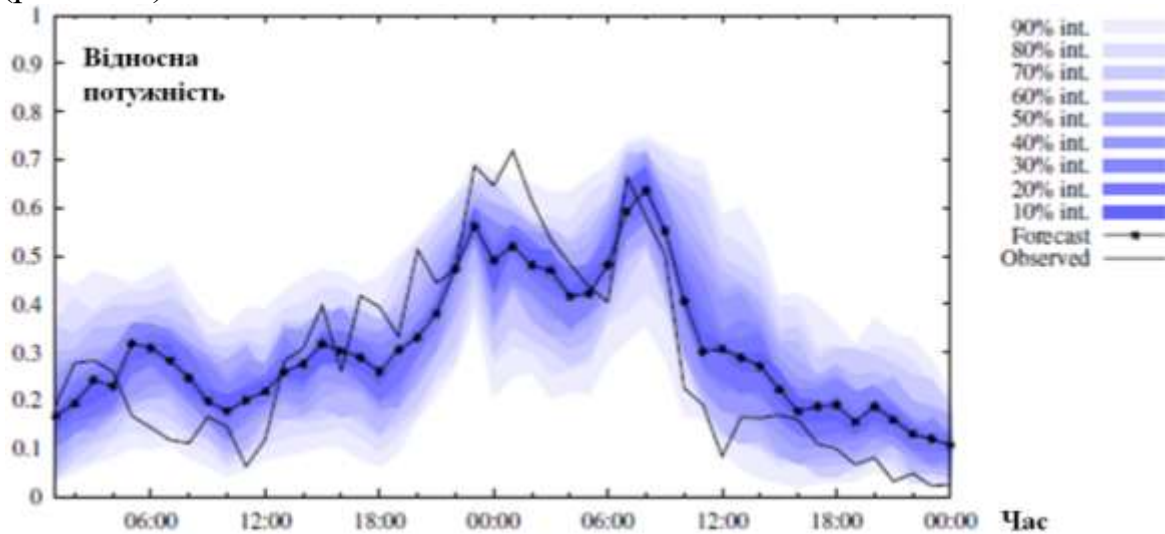


Рис. 5.10 - Візуалізація прикладу представлення інтервалів прогнозу ВЕС

Застосування невизначеності прогнозу в енергетиці базується на трьох основних процедурах: статистичні методи імовірнісних прогнозів; ансамблі сценаріїв на основі статистичних даних; ансамблі прогнозу на основі фізичних принципів.

Перший тип "статистичних методів імовірнісних прогнозів" (*Statistical methods of probabilistic forecasts*) засновано на статистичній обробці минулих (історичних) даних для отримання функції щільності розподілу імовірності (PDF) щодо можливого розсіювання прогнозів. Перевага таких методів – вони дешеві і прості у застосуванні. Недолік – неможливо отримати реалістичне представлення невизначеності у просторовому та часовому вимірі. Також нема

фізичної залежності для наступних результатів, оскільки оцінки базуються на минулій кліматології. Як правило, використовуються статистичні алгоритми навчання (наприклад, нейронні мережі) для врахування історії погодних параметрів у формі часових рядів, отриманих з фізичних моделей прогнозу погоди NWP, що застосовуються у метеорології, та відповідних даних про генерацію електроенергії. Новий, більш досконалий метод – аналогового ансамблю, який виконує пошук історичних аналогій для минулих подій, подібних до поточного прогнозу. Поки що метод є одномірним, а значить не враховує географічних або часових аспектів невизначеності.

Другий тип методів "ансамблів статистичних сценаріїв" (*Statistically-based ensemble scenarios*) продукує статистичні сценарії, які є результатом генерації сценаріїв з ймовірністю розподілу, отриманою із статистичних моделей. Це незалежні сценарії, на відміну від статистичного методу, базованого на функції PDF. Такі сценарії подібні до третього типу методів – фізичних ансамблів. Однак представлення невизначеності з статистичних сценаріїв враховують лише просторову мінливість прогнозу, і вважаються сценаріями, а не ансамблями. Відхилення, що вказують на екстремальні події, наприклад, перевищення допустимої для вітрових турбін швидкості вітру, можуть бути виявлені лише з певною ймовірністю.

Третій тип методології, "фізично обґрунтовані ансамблі" (*Physically based ensemble forecasts*) можна вважати пост-обробкою множини прогнозів NWP, які отримані шляхом збурення початкових або граничних умов і моделей фізичних збурень, як результат різних схем параметризації однієї моделі NWP ("мульти-схема") або різних моделей NWP ("мультимодель"), з перерахунком в синхронні значення потужності ВЕС. Метод орієнтується на оцінку фізичної невизначеності погоди в майбутньому, а не лише минулого досвіду. На практиці це означає, що NWP ансамблі, особливо багатосхемний підхід, враховують випадкові викиди, а також можуть моделювати події, що трапляються хоч за 50 років. Це чітка відмінність від статистичних методів, тому що навіть довгі часові ряди історичних даних містять занадто мало екстремальних подій, які матимуть вплив в алгоритмах навчання.

Деякі з найпоширеніших сьогодні застосувань прогнозу невизначеності в енергетиці: 1) балансування потужності або торгівля вітровою/сонячною енергією; 2) встановлення ймовірнісних вимог до резерву потужності; 3) інформаційне забезпечення для розуміння ситуації; 4) гнучке управління в інтелектуальних мережах; 5) швидкісна система оповіщення про вимкнення.

Для того, щоб забезпечити імовірнісні прогнози потужності ВЕС, потрібно врахувати ряд аспектів, особливо вирішальне значення має правильна математична вибірка з похибок прогнозів для репрезентативності результуючої невизначеності. У будь-якому випадку для кінцевих користувачів важливо зрозуміти, які методи можуть бути використані або можуть містити обмеження, не придатні за визначенням, і детально описати вимоги до їх застосування.

Можливості короткотермінового прогнозування сонячної енергії

Частка сонячної енергетики інтенсивно зростає в енергосистемах усього світу. Сонячна енергія використовується для багатьох процесів, в тому числі

для отримання електроенергії без забруднення навколишнього середовища. На шляху високих темпів впровадження фотоелектричних систем постають дві головні перепони – мінливість і невизначеність, тобто той факт, що їх поточна потужність мінлива на всіх часових масштабах (від декількох секунд до років), і що сама ця мінливість є важко передбачуваною. Непостійність сонячної енергії негативно впливає на роботу енергосистем. З цієї причини у Франції, наприклад, частка сонячної електроенергії обмежена 30% загального споживання. Засоби для розширення цих меж: по-перше, можна створити резервну ємність для енергії, здатну згладжувати режими генерації; по друге, це швидке вмикання резервних потужностей, що мають контрольований характер. Важливо також досягти кращої передбачуваності сонячної енергії, яка дозволила б надійно балансувати виробництво та споживання електроенергії.

Сфера прогнозування сонячної і відповідної фотоелектричної енергії швидко розвивається. Актуальними стають прогнози на різні часові горизонти, починаючи від декількох хвилин до декількох днів вперед. Дослідженням у цій галузі присвячено окреме завдання Міжнародного енергетичного агентства, а саме Програма фотоелектричної енергетики (IEA-PVPS).

Види прогнозів. Для прогнозування сонячної і фотоелектричної енергії використовуються різноманітні ресурси, включаючи традиційні виміри погодних даних, інформацію діючих сонячних електричних станцій (СЕС), аерокосмічних даних спостереження за хмарним покривом, різних числових, тобто аналітичних моделей прогнозу погоди (Numerical Weather Prediction, або NWP-моделі), що становлять основу сучасного прогнозування погоди. Придатність цих ресурсів варіюється в залежності від горизонту прогнозування: для короткострокових прогнозів (до шести годин) краще використовувати дані вимірів, в той час як аналітичні моделі стають дієвими для горизонту прогнозування понад шість годин. Кращі результати забезпечує комбінування різних підходів, статистична обробка результатів, використання даних вимірювань для уточнення параметрів моделей.

Короткострокове прогнозування охоплює часові інтервали до декількох хвилин і годин; воно зокрема потрібне для частотного регулювання та балансування навантаження. Середньостроковий прогноз, від декількох годин до декількох днів, застосовується виходячи з ринкових вимог до торгівлі енергією. Нарешті, довгострокове прогнозування може знадобитися для планування розвитку енергосистеми та економічного аналізу, і виконується в сезонних і річних часових горизонтах.

Різні способи використання СЕС також потребують різних прогнозів. Прогнози можуть стосуватися як одної станції, так і великої кількості СЕС з широкою географією розташування. Прогнози можуть стосуватися значень вихідної потужності або швидкості її зміни. Відповідно, застосовують різні методи прогнозування. Ці методи також залежать від інструментарію та доступної синоптичної інформації, зокрема даних з метеостанцій і супутників, систем керування СЕС, можливостей аналітичних NWP-моделей.

Методи прогнозування в загальних рисах можна охарактеризувати як фізичні або статистичні. Фізичний підхід використовує моделі поведінки сонячної

і фотоелектричної енергії, а статистичний підхід спирається насамперед на накопичені дані для визначення тенденцій.

Основні параметри, що враховуються в межах типового фізичного підходу – освітленість та температура повітря на території СЕС. Освітленість враховується загальна, разом з розсіяною (для плоских панелей) або лише пряма (для панелей з концентраторами). Потужність СЕС розраховують відповідно до прогнозованих освітленості горизонтальної площадки та температури навколишнього середовища. Додатковими факторами можуть бути швидкість вітру та вологість повітря, але їх вплив загалом незначний.

Якщо прогноз стосується великої кількості площадок, зазвичай моделюється поведінка кількох найбільш представницьких об'єктів, та застосовуються методи масштабування (екстраполяції чи інтерполяції).

Відправною точкою статистичних підходів є набори даних, які містять інформацію про попередню роботу СЕС, погодні дані в районі станції, тощо. Цей набір даних використовується для «навчання» моделей, таких як авторегресійні або моделі штучні інтелекту, які виводять прогноз потужності СЕС в даний момент часу на основі записів минулого часу.

На практиці статистичний підхід трохи поступається фізичному за точністю, однак ці підходи можуть бути змішані, між ними нема чіткого розмежування. Наприклад, фізичний підхід часто використовує модель вихідних статистик – порівняння прогнозованих даних з результатами спостережень за період навчання, з метою корекції прогнозу шляхом усунення систематичних похибок.

Характеристики різних методів прогнозування наведено в табл. 5.3.

Таблиця 5.3. Характеристики методів прогнозування сонячної енергії

Метод	Частота вибірки	Розділова здатність	Просторова протяжність	Горизонт прогнозування
Модель постійності	висока	1 точка	1 точка	хвилини
Зображення неба знизу	30 с	10-100 м	3-8 км	десятки хвилин
Супутникове зображення хмар	15 хв.	1 км	65°S – 65°N	до 5 год.
Аналітичний прогноз погоди	1 год.	2-50 км	вся планета	до 10 днів

Далі дано короткий опис цих методів прогнозу.

Короткострокове прогнозування (Intra-day). Цей термін визначає прогноз від 0 до 6 годин наперед. Короткострокові прогнози є важливим компонентом інтеграції непостійних відновлюваних джерел енергії до енергосистем. Наприклад, в Каліфорнії (де значна частка сонячної енергетики США), оператор системи CAISO використовує, крім прогнозу на наступний день, такі прогнози: прогноз на годину, за 105 хвилин до робочої години, та орієнтовний прогноз на 7 годин після операційної години.

Для прогнозу сонячної енергії використовуються різні методології, в залежності від горизонту прогнозування.

Стохастичні методи «навчання» виявляють закономірності в рядах даних, як стосовно однієї змінної (наприклад, метод авторегресії), так і між різними змінними або зображеннями. Найпростішим прикладом є модель постійності, в

основі якої лежить екстраполявання поточного значення на наступний момент, з урахуванням лише зміни кута підйому сонця. Точність такого прогнозу різко зменшується зі збільшенням горизонту прогнозування.

Загальне зображення неба може бути використане для прогнозування на 10-30 хвилин вперед, застосовуючи методи обробки зображень і відстеження руху хмар на фотознімках неба. Рівень сонячної радіації визначається для поточної хмарності, а потім тінь від хмар умовно переміщується на основі розрахованої швидкості і напрямку руху хмар.

Для супутникових знімків (рис. 5.11) застосовується аналогічний підхід. За інтенсивністю кольору хмар можна розрахувати освітленість земної поверхні. За просторовою та часовою роздільною здатністю космічні знімки звичайно забезпечують нижчу точність короткотермінового прогнозу, ніж зображення неба знизу, і застосовуються для тривалих прогнозів.



Рис. 5.11. Приклад супутникового зображення хмарності
(<https://meteopost.com/ua/weather/satellite/>)

Сонячне прогнозування на основі цілісного аналізу знімків неба складається з чотирьох компонентів:

- 1) створення чи придбання актуальних зображень неба, зроблених в безпосередній близькості від потрібної площадки через певний час (рис.5.12а);
- 2) аналіз даного зображення, ідентифікація хмар (в ідеалі треба розрізняти тонкі і густі хмари);
- 3) оцінка векторів руху хмар з використанням послідовних зображень (рис.5.12б);
- 4) використання позиції і вектора руху хмар для короткочасного прогнозу.



Рис. 5.12. Фото та фрагмент векторної карти руху хмар

Зображення дає докладну інформацію про масштаби, структуру та рух існуючих хмар на час виконання прогнозу. Ці дані можуть бути використані, щоб генерувати дуже короткочасне (на декілька хвилин) передбачення майбутнього розташування хмар в безпосередній близькості від об'єкту сонячної енергетики. Проте даний підхід не враховує розвитку хмар, їх розсіювання або істотних змін в геометрії хмари. Екстраполяція хмарних закономірностей також обмежена просторовим масштабом, і визначається полем зору оптичного пристрою. Можна розширити просторовий масштаб, використовуючи кілька зображень з різних місць. Проблему також можуть становити кілька шарів хмар з різною характеристикою векторів руху, оскільки хмари на верхніх рівнях можуть бути частково приховані хмарами на більш низьких рівнях. Фактичний час прогнозу, для якого цей метод застосовний, для низьких і швидких хмар може бути до 3 хвилин, а для високих і повільних хмар – перевищувати 30 хвилин, але зазвичай типові часові горизонти такого методу – від 5 до 20 хвилин.

Побудова вектора руху хмар за супутниковими зображеннями концептуально аналогічна використанню зображення неба. Візерунки хмар в цьому випадку побудовані за допомогою видимого та/або інфрачервоного зображень з супутникових датчиків. Перевагою є те, що просторовий масштаб набагато більший. Індекс хмарності (вважається пропорційним до оптичної товщини хмари) може бути обчислений досить точно. Вектори руху хмар визначаються з послідовних супутникових зображень. Статистичні методи, засновані на умовних ймовірностях, застосовують для прогнозування хмарності на 2 години вперед, а мінімізація розмірів одиничних елементів зображення дозволяє прогнозувати навіть на 6 годин. Отримані вектори руху хмар використовуються і для поліпшення результатів числових моделей.

Класичні методи супутникової фотографії використовують тільки видиму частину спектру (тобто вони працюють тільки в денний час), що робить ранкові прогнози менш точними через відсутність передісторії. Для отримання точних вранішніх прогнозів важливо використовувати інфрачервоні канали, які працюють вдень і вночі. Просторова роздільна здатність геостаціонарних супутникових зображень становить 1 км або більше, однак значно більша площа покриття означає, що рух поля хмар може проектуватися вперед на тривалий інтервал часу.

Джерелом даних щодо рівня сонячної радіації можуть бути також наземні сенсори. Так, для прогнозування роботи СЕС в часовому горизонті до години на полігоні поблизу Сан-Дієго, США, було використано поточну інформацію з

мережі близько 50 датчиків сонячної енергії, розташованих на самій станції та на прилеглій території. Залучено також дані з сонячних панелей на дахах будинків.

Найвищий рівень достовірності знань про рівень сонячної радіації та її характер можуть дати результати довгострокових досліджень інтенсивності сонячної радіації на горизонтальну поверхню. Такі дослідження на території України проводяться лише на 21 метеорологічній станції Держгідромету, що не дає можливості їх використання для всієї території України, зокрема на перспективних ділянках для будівництва фотоелектричних станцій.

Прогноз на термін понад 6 годин. Однією з ключових умов для СЕС є прогнозування «на добу вперед» в рамках зони, керованої певним оператором енергосистеми. Ці прогнози, як правило, потрібно надавати близько полудня, і стосуються вони кожної години наступного дня. Отже, прогнози на добу вперед повинні насправді надходити принаймні за 36 годин, в залежності від умов ринку електроенергії. Основною інформацією є дані прогнозу погоди (NWP-моделі). Автокореляція індексу хмарності швидко падає протягом декількох годин, знижуючи ефективність методів, заснованих виключно на попередніх даних, без урахування їх динаміки.

NWP-моделі базуються на динамічних рівняннях, що описують зміни в атмосфері на декілька днів вперед. Глобальні моделі стосуються всієї планети, і побудовані в 3-вимірному просторі, з градацією по висотах. Початок розрахунку ініціюється декілька разів на день, в якості початкових умов використовуються дані космічних супутників, радарів, радіозондів та наземних станцій. Для спрощення розрахунків просторова дискретність моделей обирається досить протяжною, від 40 до 90 км. Середньомасштабні або обмежені в просторі моделі можуть мати більш густу сітку і детальніший розрахунок погодних явищ.

Для вдосконалення прогнозу його часто порівнюють з фактичними даними, отриманими протягом певного «навчального» періоду, це так звана модель вихідних статистик (Model Output Statistics, або MOS). Існує багато різновидів MOS, які застосовуються окремо або комбіновано. Рекурсивний аналіз виконується окремо для різних умов чи режимів роботи, оскільки похибка прогнозу може залежати від часу дня, пори року, погодних умов, тощо. Ефективний метод – усунення систематичної похибки, тобто трендової складової випадкових відхилень.

Прогноз може стосуватися певної географічної точки або області. Оскільки окремий прогноз для кожної сонячної установки – трудомістка операція, і не завжди забезпечена достатньою інформацією, можливе використання окремих прогнозів для характерних точок та їх інтерполяція на всю область. Вибір підмножини може бути і випадковим, і виконаним з певним кроком, а методи інтерполяції – поліноміальними, експоненційними, тощо. Як правило, сукупна похибка прогнозу для області менша, ніж для окремих точок, через згладження та взаємну компенсацію похибок (рис. 5.13). Але зменшити похибку шляхом простого розширення області не можна без урахування кліматичних відмінностей – інтерполяція прийнятна для областей з однорідними умовами.

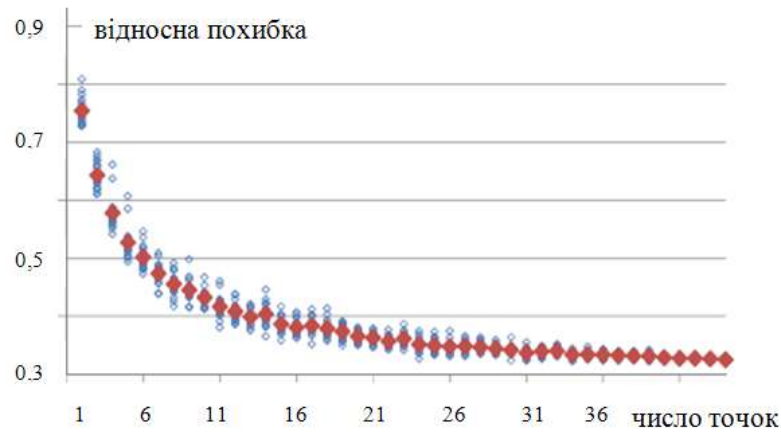


Рис. 5.13. Залежність сукупної похибки прогнозу від кількості площадок

Комбінування прогнозів. До найуживаніших методів аналітичного прогнозування належить представлення поточних показів сонячної радіації (чи потужності СЕС) у вигляді часового ряду та застосування авторегресії з рухомим середнім (ARMA), методу Байєса, представлення послідовністю Маркова, методи штучного інтелекту типу нейронних мереж (ANN). Часто використовуються комбінації різних моделей, зокрема новітніх – моделі нечіткої логіки (fuzzy logic), вейвлет-аналіз, генетичні алгоритми.

Характерним є приклад комбінування методів авторегресії та нейронної мережі. Досліджується метод прогнозування сонячної радіації на годину вперед з використанням ендогенної та екзогенної метеорологічної інформації. Часові ряди, що відображають інтенсивність радіації, генеруються за даними з п'яти метеостанцій регіону. Станції обладнано піранометрами та іншим метеорологічним обладнанням. Погодинні дані стосуються десяти років спостережень. Попередньою обробкою відкинуто близько 4% даних як нетипових. Стан хмарності поділено на 8 градацій. В якості розрахункової запропоновано гібридну модель ARMA/ANN – авторегресії та нейронних мереж. Оскільки методи авторегресії застосовні до стаціонарних часових рядів, а рівень радіації має змінну природу, зокрема сезонну, запропоновано способи забезпечення стаціонарності ряду. Це зокрема використання нормалізованих величин – індексу прозорості або чистоти неба, та застосування періодичних коефіцієнтів (сезонної декомпозиції ряду). Індекс прозорості (Clearness Index) визначається як відношення рівня радіації на поверхні землі до позаземного рівня (без атмосферних перешкод). Індекс чистого неба (Clear Sky Index) будується аналогічно, але враховує все випромінювання, що потрапляє на горизонтальну площадку. Очищений таким чином часовий ряд має ознаки стаціонарності зі значимою автокореляцією на першому лазі.

Для нейронної мережі використано багат шарову архітектуру, яка є широко використовуваною для прогнозування часових рядів. В якості ендогенних вхідних даних використано значення глобальної сонячної радіації, екзогенних (зовнішніх чинників) – інші метеорологічні дані. Для оптимізації моделі визначаються кількості вхідних даних, де ендогенні дані приведені до стаціонарного ряду, а екзогенні відібрані за значеннями крос-кореляції. Порогові значення кореляції для хмарності прийнято рівними 50%, для інших даних – 15%. Більші порогові значення обмежують доступну кількість даних, а менші потребують надто великої кількості вузлів. В якості довірчого рівня прийнято ймовірність

95%. Кількість вузлів прихованого шару визначається послідовними випробуваннями; обирається кількість нейронів, що забезпечує найменшу похибку.

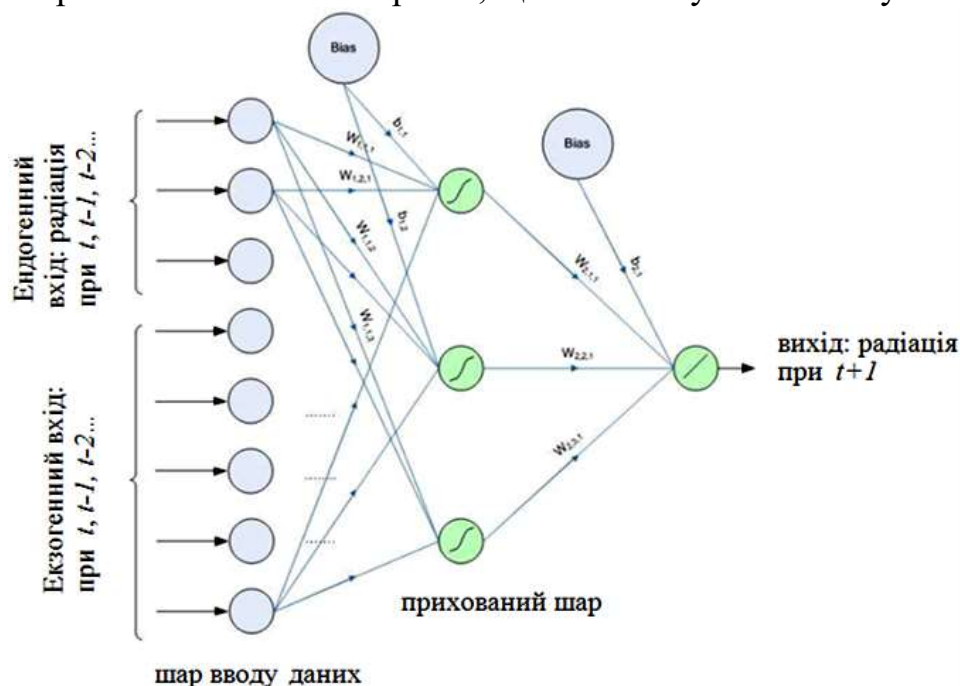


Рис. 5.14. Архітектура нейронної мережі при прогнозуванні сонячної радіації

Комбінування моделей ARMA та ANN виконуються з дотриманням базових правил операцій з часовими рядами. Розглянуто три підходи: використання моделей авторегресії для даних за шість місяців та оптимізованої нейронної мережі для інших шести; те ж, але з розподілом на сезони, а не місяці; модель обирається в залежності від похибок, отриманих в попередніх підходах.

Аналіз результатів застосування різних методів прогнозування для конкретної території в регіоні Середземномор'я свідчить, що часові проміжки з переважно сонячною погодою (навесні, влітку) краще прогнозувати з використанням лінійної авторегресії. Нейронні мережі з екзогенними параметрами можуть бути корисними тільки протягом короткого періоду зі значною хмарністю, переважно восени та взимку. Кращі продемонстровані результати дозволяють отримати стандартне відхилення похибки у визначенні сонячної радіації на рівні 16-18% (модель постійності забезпечує лише 30-50%).

Імовірнісний підхід. Два головні типи підходів до прогнозування сонячної радіації і потужності СЕС – детерміністський та стохастичний. За першим прогнозується певний рівень сонячної енергії (потужності), за іншим пропонуване значення супроводжується інформацією про рівень його невизначеності, що більш доречно для вирішення проблем управління та контролю. За стохастичним підходом, в свою чергу, може прогнозуватися похибка детермінованого методу, або сам прогноз має статистичне представлення. Саме до останньої категорії можна віднести метод, що базується на теорії Байєса. В якості об'єкта прогнозування розглядається, наприклад, індекс прозорості. Метод передбачає знаходження функції щільності розподілу (Probability Density Function, або PDF) даного індексу як випадкової величини. Прогнозування PDF передбачає спочатку визначення аналітичного виразу цієї функції для даного часу, та розрахунку параметрів розподілу на наступну годину (відповідно до часового горизонту прогнозу), з застосуванням правила Байєса (Bayesian Inference). З цією

метою використано авторегресійну модель часових рядів, які представляють співвідношення між параметрами PDF, індексом прозорості і деякими іншими метеорологічними показниками. Нарешті, застосовується процедура Монте-Карло для генерації PDF активної потужності СЕС.

Суть методу Байєса. Для певної години будується розподіл імовірності, напр., індексу чистоти (прозорості). По даних попередніх вимірів визначається кореляція параметру з іншими погодними умовами – температурою, вологістю, швидкістю вітру, хмарністю, тощо. Відбираються значимі параметри, і по них з попередніх даних розраховуються параметри регресії (авторегресія на 1 крок). Маючи дані на певну годину, по регресії визначається потрібний параметр на наступну. Значимим вважається середнє значення, по ньому розраховують параметри модифікованого бета-розподілу. Отже, маємо аналітичну функцію розподілу, по якій є середнє значення і розмах 5-95% імовірності. Розрахунки проводять окремо по різних місяцях за кілька років.

Точність прогнозу сонячної енергії.

Розроблено різноманітні способи оцінки точності прогнозу, залежно від потреб споживача. Так, операторам мереж потрібна вартісна оцінка похибки прогнозу, а дослідникам важливіша відносна оцінка для порівняння різних моделей прогнозування чи поведінки моделі в різних умовах. Важливим є вибір зразків для оцінки точності. Мають бути виключені результати, отриманні при «навчанні» моделей, тобто їх налаштуванні. Результати оцінки мають бути представницькими, з зазначенням вихідних умов та додаткових обставин, і відповідати потребам споживача – наприклад, відповідати певним годинам, мати потрібну дискретність та спосіб представлення.

В якості числових показників (метрик) часто використовуються такі стандартизовані величини, як середні відхилення (mean bias error, MBE), середньоквадратичну похибку (root mean square error, RMSE), середню абсолютну похибку (mean absolute error, MAE), стандартне відхилення (standard deviation, SDE або σ). Формули для означених величин мають наступний вигляд:

$$MBE = \frac{1}{N} \sum_{i=1}^N x_i, \quad RMSE = \sqrt{\frac{1}{N} \sum_{i=1}^N x_i^2}, \quad SDE = \sqrt{\frac{1}{N-1} \sum_{i=1}^N (x_i - \bar{x})^2}, \quad MAE = \frac{1}{N} \sum_{i=1}^N |x_i|,$$

де x_i – відхилення прогнозованого значення від фактичного, N – розмір представницької вибірки значень. Тут показник MBE вказує на наявність систематичної похибки (трендової складової); MAE дає середній розмір похибок, а $RMSE$ акцентує вагу значних похибок. Зазначені метрики можуть мати абсолютні значення, або відносні – нормалізовані з допомогою характерних показників. Так, швидкість вітру та сонячну радіацію часто нормалізують діленням на середні чи максимальні значення вибірки даних, а потужності відповідних енергосистем – діленням на їх номінальну потужність.

Оскільки точність прогнозу залежить від розташування, тривалості вимірів та інших факторів, важко зробити оцінку якості прогнозу лише на підставі метрик. Потрібне порівняння різних підходів за однакових умов. Наприклад, простим об'єктом для порівняння може бути модель постійності, яка базується на принципі «речі намагаються залишатися незмінними». Прикладом можуть бути також методи простої авторегресії. Надалі можна порівнювати показники точності досліджуваних методів з тестовими. Певні орієнтири потрібні також

для порівняння умов, за яких здійснюється прогнозування. Нарешті, потрібні орієнтири щодо точності, яку можна очікувати від кращих сучасних моделей в даному регіоні, і для стимулювання інновацій. Орієнтири слугують для порівняння можливостей прогнозу в різних регіонах – так, за результатами дослідження IEA, значення СКП становило 20-35% в Іспанії, і досягало 40-60% в Центральній Європі при прогнозуванні за тою ж моделлю. Кращі результати в прогнозуванні на наступний день, досягнуті з застосуванням подальшої статистичної обробки, досягали 15-25%.

Показники оцінки точності можна використовувати для визначення довірчого інтервалу прогнозу, коли замість детермінованих значень похибок визначається розподіл або рамки очікуваних значень.

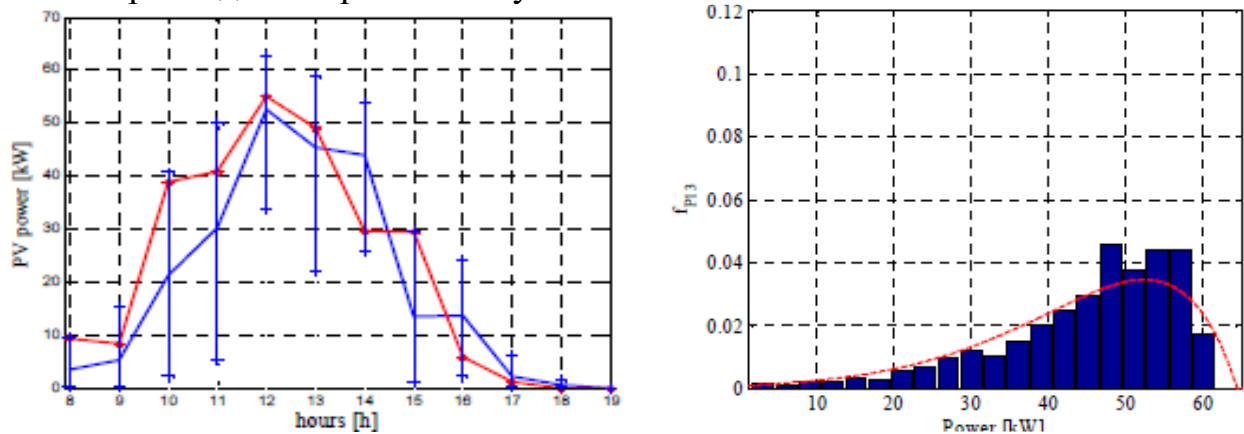


Рис. 5.15. Прогнозовані та фактичні значення потужності (зліва) та гістограми розподілу сонячної радіації (справа)

Фактори, що впливають на точність прогнозу – місцевий клімат та погодні умови, розмір регіону чи кількість площадок, часовий горизонт прогнозування, точність вимірювального обладнання. Так, за ясної погоди та високих кутів підйому сонця над горизонтом прогноз точніший, ніж при хмарній погоді. Значний вплив мають мікрокліматичні умови на територіях зі складним рельєфом (в гористих місцевостях).

В абсолютних показниках, за наявним досвідом, середньоквадратичні похибки прогнозу сонячної радіації становлять 100-140 Вт/м², або до 45% потужності. Просторова протяжність дії прогнозу звичайно становить 2-25 км, а впливу розділової здатності на точність прогнозу наразі не виявлено, як і впливу інших метеорологічних параметрів. Загалом поведінку хмар складно передбачити більш ніж на 6 годин через хаотичну природу хмароутворення.

Дослідження можливостей прогнозування сонячної енергії є динамічним процесом, зі швидким розвитком нових моделей. Зокрема, сонячні прогнози лише недавно були введені в практику енергетичних систем Німеччини та Іспанії, де розвиток сонячної енергетики найбільш значимий. Імовірнісний підхід до прогнозування може стати основою нових підходів до роботи енергосистем, адаптованих до наявності мінливих поновлюваних джерел енергії. Поява інтелектуальних мереж та методів управління енергозабезпеченням формуватимуть власні вимоги до передбачуваності, і стимулюватимуть нові розробки в галузі прогнозування.

В Україні наявні СЕС ще не справляють помітного впливу на стан енергосистеми. Проте їх загальна потужність швидко зростає, при тому що надійний інструментарій короткострокових прогнозів відсутній (досяжна похибка прогнозу надто висока). Отже, потреба в дослідженні цього питання та розробці ефективних (точних та водночас доступних) методів прогнозування набуває все більшої актуальності.



Рис. 5.16 – Приклади прогнозованого та фактичного відпуску енергії на ВЕС та СЕС

Лекція 6

Етапи та методи побудови атласів енергетичного потенціалу. Методологія розрахунку вітрового потенціалу.

Оцінка вітрового ресурсу та створення вітрових атласів

Початок та напрями досліджень

Увага до альтернативних джерел енергії набула імпульсу в середині 70-х років минулого століття, в часи енергетичної кризи. Оскільки найдужче та криза зачепила Сполучені Штати Америки, саме там розпочалися систематичні дослідження вітрового потенціалу для потреб промислової енергетики. Метеорологічні дослідження, виконані в кінці 70-х та на початку 80-х років, дозволили виявити певні закономірності та сформулювати правила вимірювання параметрів вітру та визначення енергії вітрових потоків, придатних до використання вітроелектричними установками (ВЕУ). Виконавцем робіт був дослідницький центр NASA, згодом Тихоокеанська Північно-Західна лабораторія (PNL) та Національна лабораторія з відновлюваної енергетики (NREL). В Європі у 80-ті роки лідером досліджень в галузі вітроенергетики стала Національна лабораторія Risø (Данія), а еталоном для розробки ВЕУ – так звана данська модель компоновки вітротурбіни. Значних успіхів вітрова енергетика досягла в Німеччині, де до досліджень приєдналися Німецький інститут вітроенергетики (DEWI), Інститут вітроенергетики Товариства ім. Фраунгофера (IWES), у Швеції – Королівський технологічний інститут КТН, інші дослідницькі центри, що разом з промисловими та впроваджувальними компаніями створювали вітроенергетичні асоціації. В СРСР піонерами виступали Всесоюзний проектно-вишукувальний та науково-дослідний інститут "Гідропроект", НВО «Вітроен», ДКБ «Південне». В цей час було розроблено програмні комплекси для складання атласів вітрового потенціалу (WASP, NOABL), проектування вітроелектричних станцій (ВЕС) з визначенням їх очікуваної продуктивності в конкретних точках місцевості (WindFarm, WindPRO), прогнозування роботи ВЕС (HIRLAM, DM). Нормативні документи в галузі вітроенергетики були розроблені Міжнародною електротехнічною комісією (IEC), Американським інститутом електроенергетики і електроніки (IEEE), Данським товариством інженерів і федерацією інженерів. В Україні до досліджень в галузі вітрової енергетики долучились Інститут електродинаміки та Інститут відновлюваної енергетики національної академії наук, ДНВП «Укренергомаш», ДПВ НДІ «Укренергомережпроект», ряд навчальних закладів та приватних фірм; активізації досліджень сприяло прийняття та виконання Комплексної програми будівництва ВЕС в Україні (1997-2010 рр.).

З часом сформувалося коло проблемних питань, притаманних вітровій енергетиці. При всіх наявних перевагах головним її недоліком була неконтрольованість енергоносія, тобто вітру. Як наслідок робота ВЕС цілком залежала від погодних умов, режим генерування електроенергії здавався абсолютно не контрольованою величиною. Якщо для малих потужностей цей недолік не грав критичної ролі внаслідок незначущості ВЕС у загальному енергетичному балансі, то при зростанні загальної потужності встановлених ВЕС (при одночасному нарощуванні одиничної потужності ВЕУ) проблема нестабільності потребує

спеціального вивчення та розробки підходів до впровадження вітрової енергетики. Існуючі математичні моделі, що описують випадковий характер вітрової енергії, оперують середніми значеннями та випадковими флуктуаціями. Однак на практиці параметри цих складових не є постійними, вони змінюються залежно від сезону, місцевості, часових інтервалів осереднення. Важливим є врахування синхронності випадкових змін на різних площадках, однак вплив географічної дисперсії має місцеві особливості та часові рамки, що має досліджуватися окремо для конкретних регіонів і енергосистем.

Дослідження характеристик сонячного випромінювання для потреб енергетики мають коротшу історію, і набули актуальності уже в 21 столітті як наслідок розвитку і здешевлення технологій фотоелектрики.

Первісні дані МС за багаторічний період є найбільш інформативними — тільки на їх основі можливо визначити можливі енергетичні характеристики майбутньої сонячної станції. Дослідження виконуються з метою визначення довгострокового прогнозу виробітку електроенергії. Зазначений прогноз необхідний для попередньої оцінки доцільності будівництва і аналізу ефективності інвестиційного проекту в цілому. Виміри характеристик сонячної радіації безпосередньо на площадці необхідні для врахування місцевих кліматичних умов земельної ділянки. Кількість сонячної радіації, яка приходить на горизонтальну поверхню, залежить від висоти сонця, географічної широти місцевості, пори року, прозорості атмосфери. Вплив зазначених обставин може значно змінити показники сонячного випромінювання, які в загальному випадку визначаються на підставі сонячної константи і географічної широти площадки.

Використанням приладів електронної реєстрації сонячної радіації є напрямком застосування передових технологій, за рахунок чого вирішуються проблеми ефективного використання енергії сонячної радіації. Незважаючи на велику кількість фундаментальних теоретичних досліджень у напрямку використання сонячної енергії, практика показує значні розбіжності між теоретичними розрахунками ефективності використання потенціалу сонячної енергії та фактично отриманими результатами. Особливого значення ці розбіжності набувають у системах на основі фотоелектричних перетворювачів, де вартість устаткування станцій є дуже високою, а похибка при оцінці продуктивності фотоелектричних модулів на 15–20% може поставити під загрозу функціонування всієї майбутньої станції.

Найвищий рівень достовірності про рівень сонячної радіації та її характер можуть дати результати довгострокових актинометричних досліджень інтенсивності прямої, розсіяної та сумарної сонячної радіації на горизонтальну поверхню. Такі дослідження на території України проводилися лише на 21 метеорологічній станції Держгідромету, що не дає можливості їх використання для всієї території України, зокрема на перспективних ділянках для будівництва фотоелектричних станцій. Останнім часом, завдяки активному будівництву сонячних електростанцій по всій території України з'явилась можливість збору та систе-

матизації фактичних даних щодо рівнів інсоляції та особливостей поведінки поточної потужності СЕС в режимі реального часу.

Основні принципи систематичних досліджень вітрового потенціалу

Програма систематичних вимірів вітру як енергетичного ресурсу була розпочата в США у 1976 році під егідою Департаменту енергетики (пізніше Адміністрації досліджень та розвитку енергетики). Виміри виконувалися з використанням 50-метрових веж; датчики швидкості та напрямку вітру (сенсори) встановлювалися на двох рівнях – 9 та 46 метрів. Виконавцем робіт був дослідницький центр NASA. Час від часу на площадках встановлювалися вітрові турбіни (спочатку це були 200-кіловатні машини), завдяки чому можна було перевірити на місці точність прогнозів щодо продуктивності ВЕУ на цій площадці.

Досвід проведених досліджень дозволив сформулювати основні принципи, що були покладені в основу подальших робіт по створенню вітрових атласів територій. Метеовежі встановлювалися з навітряного боку відносно місця очікуваного розташування ВЕУ на відстані близько 100 м. Осереднення даних проводилося погодинно, з записом середньої швидкості та напрямку вітру, інтенсивності турбулентності та девіацій напрямку. Виміри виконувалися на декількох рівнях. Калібрування сенсорів виконувалося в аеродинамічній трубі у відповідності з вимогами Національного бюро стандартизації. При розшифруванні накопичених даних проводився їх відбір за критеріями достовірності – відсутності тривалих пропусків запису, відповідності дат і часу, відсутності значних відхилень вимірюваних величин, наявності зростання швидкості вітру з висотою вимірювання. Для забезпечення якості вимірювань вимагалось документування всіх процедур по калібруванню, установці обладнання, зчитуванню даних. Починаючи з 1981 року вся обробка цифрових даних виконувалася спеціально розробленою комп'ютерною програмою, що значно скоротило терміни обробки та дозволило ефективно оперувати все більшим масивом інформації. Створювалася база даних для кожної площадки. Також з 1982 року почали впроваджуватися системи дистанційної передачі даних телефонними лініями. Установка автоматичних діалогових систем дозволила отримувати щоденні дані безпосередньо до комп'ютера. Це дало змогу оперативно вирішувати проблеми несправності сенсорів та запобігати втраті даних.

Оцінка національних ресурсів енергії вітру була однією з задач Федеральної вітроенергетичної програми США. Початкові дослідження характеристик вітру включали розробку методів для оцінки вітрового ресурсу. В результаті було сформульовано основні рекомендації щодо польових досліджень. Так, за можливості виміри повинні виконуватися на рівні осі ротора ВЕУ, та мінімум на двох рівнях для визначення вертикального профілю. Перед установкою вимірювального обладнання необхідно вивчити та врахувати при виборі обладнання кліматичні особливості площадки. Якщо на площадці імовірні ожеледі, необхідно зміцнити метеовежі та відповідно закріпити проводи. Використовуються спеціальні затискачі для запобігання затіканню води під ізоляцію проводів. Рекомендовано впроваджувати системи дистанційної передачі інформації безпосередньо до комп'ютерних баз даних.

Щодо збору даних було запропоновано оперувати 10-хвилинними осередненими даними. Середня тривалість спостережень при складанні атласу скла-

дала приблизно 10 років. Для кожного регіону визначався відповідний потенціал енергії вітру при застосуванні вітрових турбін.

Під питомою потужністю вітрового потоку розуміють енергію, що переноситься за одиницю часу через переріз одиничної площі. Для конкретності вважається, що переріз вітрового потоку має площу S . За час Δt через переріз площею S проходить маса повітря $m = \rho \cdot v \cdot (S \cdot \Delta t)$. Питома потужність вітрового потоку прямо пропорційна густині повітря і кубу швидкості потоку. Розмірність даного показника: ват/м². Питома потужність звичайно розраховується за правилами: $W = \frac{1}{2n} \sum_{i=1}^n \rho_i v_i^3$ для «строкових» даних, $W = \frac{1}{2} \bar{\rho} \sum_{j=1}^m f_{ji} v_j^3$ для «напівагрегованих» даних (гістограм), де n – кількість вимірів швидкості вітру за аналізований період часу; ρ_i – густина повітря на момент i -го виміру (кг/м³); v_i – швидкість вітру на момент i -го виміру (м/сек); m – число градацій швидкості вітру; f_j – відносна частота попадання швидкості вітру в j -ту градацію; v_j – середня швидкість в j -й градації; $\bar{\rho}$ – середня густина повітря.

При визначенні енергетичного потенціалу вітру враховуються наступні початкові положення:

1) Використання показників середньодобової, середньомісячної або середньорічної швидкостей вітру може дати тільки наближену оцінку через те, що розподіл швидкості вітру за часом не підпорядковується повністю закону Гауса. Проте використання інших показників швидкості вітру, зокрема їх повторюваності, якщо вони базуються на метеоданих, також виходять із показника середньої швидкості вітру, що береться за інтервал 10 хвилин через кожні 3 години 8 разів на добу. Такий показник при будь-яких методах використання може дати тільки наближену оцінку.

2) Для вітроенергетичних ресурсів характерні значні міжрічні та міжмісячні зміни протягом різних років: річні дійсні вітроенергетичні ресурси можуть змінюватись на величину до 20%. Тобто, характерними є значні річні коливання вітроенергетичних ресурсів, через що неможливо збільшити точність їх розрахунків.

3) Кліматологічний сенс середніх величин полягає у тому, що багаторічні середні значення елементів клімату можна розглядати як багаторічні суми впливу тих або інших факторів: сума сонячної радіації, сума кінетичної енергії вітру.

Вітровий потенціал доцільно використовувати на першій стадії аналізу територій, коли не потрібна прив'язка до конкретної моделі ВЕУ. Якщо ж відома модель ВЕУ, на базі якої передбачається будівництво ВЕС, то необхідно перейти безпосередньо до прогнозування для територій регіону виробітку електроенергії ВЕУ даної моделі. Таким чином, запропонований підхід дозволяє одержати уявлення про потенціал і розподіл вітрових ресурсів. Але обрані показники недостатньо адекватно відображають можливості перетворення енергії вітру в електроенергію, адже не враховують багатьох чинників, в тому числі пов'язаних з випадковою природою досліджуваних величин, і тому не можуть прямо використовуватися для формування стратегії будівництва ВЕС на території регіону.

Складені за допомогою інтерполяції картосхеми дійсних вітроенергетичних ресурсів можуть мати тільки обмежене використання через те, що відображують розподіл величин, не враховуючи вплив підстильної поверхні (шорсткості, тощо) на неї. По суті ці методи не відображають закономірну залежність клімату від елементів ландшафту, так як виходять з постулату про гладкість полів метеорологічних величин. Місцеві особливості рельєфу можуть значно змінювати середню енергію вітру на коротких відстанях, особливо в районах берегової чи гористої місцевості. Ясно, що карти не відображають коректно цю мінливість, адже головне призначення атласу – вказати області, де потужний ресурс вітру можливий.



Рис. 6.1. Оцінка розподілу світових вітрових енергетичних ресурсів, темніший колір відповідає більшій швидкості вітру

Європейський вітровий атлас був розроблений та опублікований у 1989 році Національною лабораторією Risø (Данія) на замовлення Комісії Європейського Співтовариства. Атлас поділено на три частини, кожна з яких призначена для читачів з різними сферами інтересів – від непрофесіоналів до професійних метеорологів. Перша частина забезпечує загальний огляд розмірів і розміщення вітрових ресурсів в країнах Європейського Співтовариства. Ця частина Атласу призначена для політиків, планувальників, громадськості. Друга частина надає інформацію щодо регіональних вітрових ресурсів і місць перспективного розташування вітростанцій. Крім того, там містяться описи та статистична інформація з 220 метеостанцій Європи, методичні вказівки про обчислення впливу різних особливостей ландшафту на ресурс вітру. Третя частина роз'яснює, як виконувався аналіз даних з метеостанцій, демонструє застосування обчислювальних моделей та їх точність.

Зразок даних спостережень для кожної станції зображено на рис.6.2. Графічні матеріали містять значення середньої швидкості і питомої потужності вітрового потоку на п'яти висотах при чотирьох класах шорсткості підстилаючої поверхні, а також параметри Вейбула для розподілу швидкості вітру на висоті 20 м, гістограми розподілу швидкості та напрямку вітру.

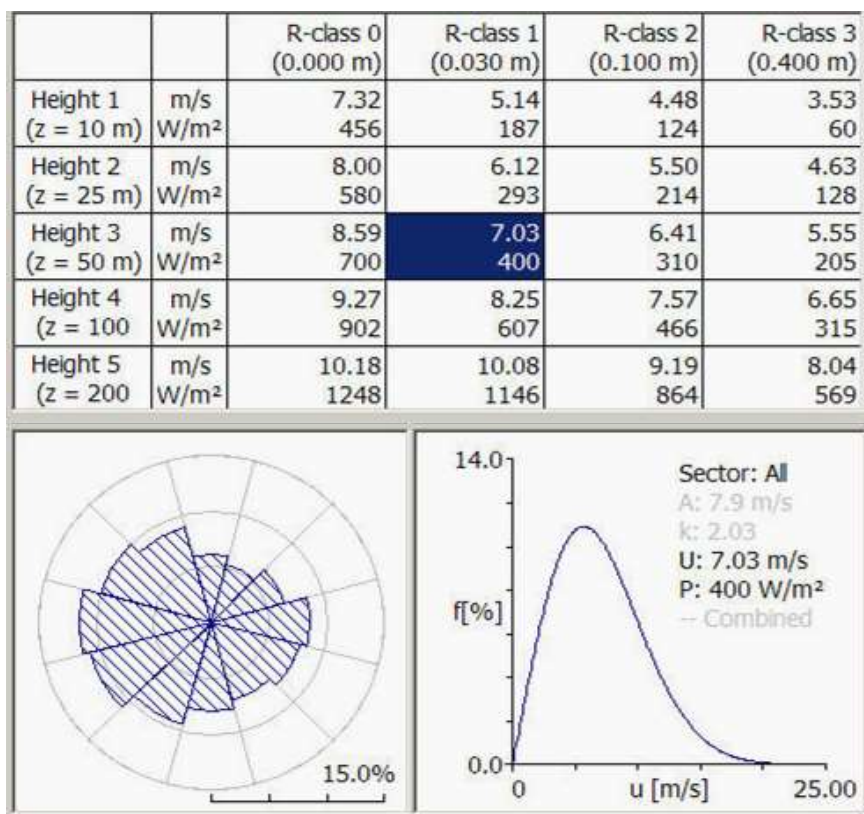
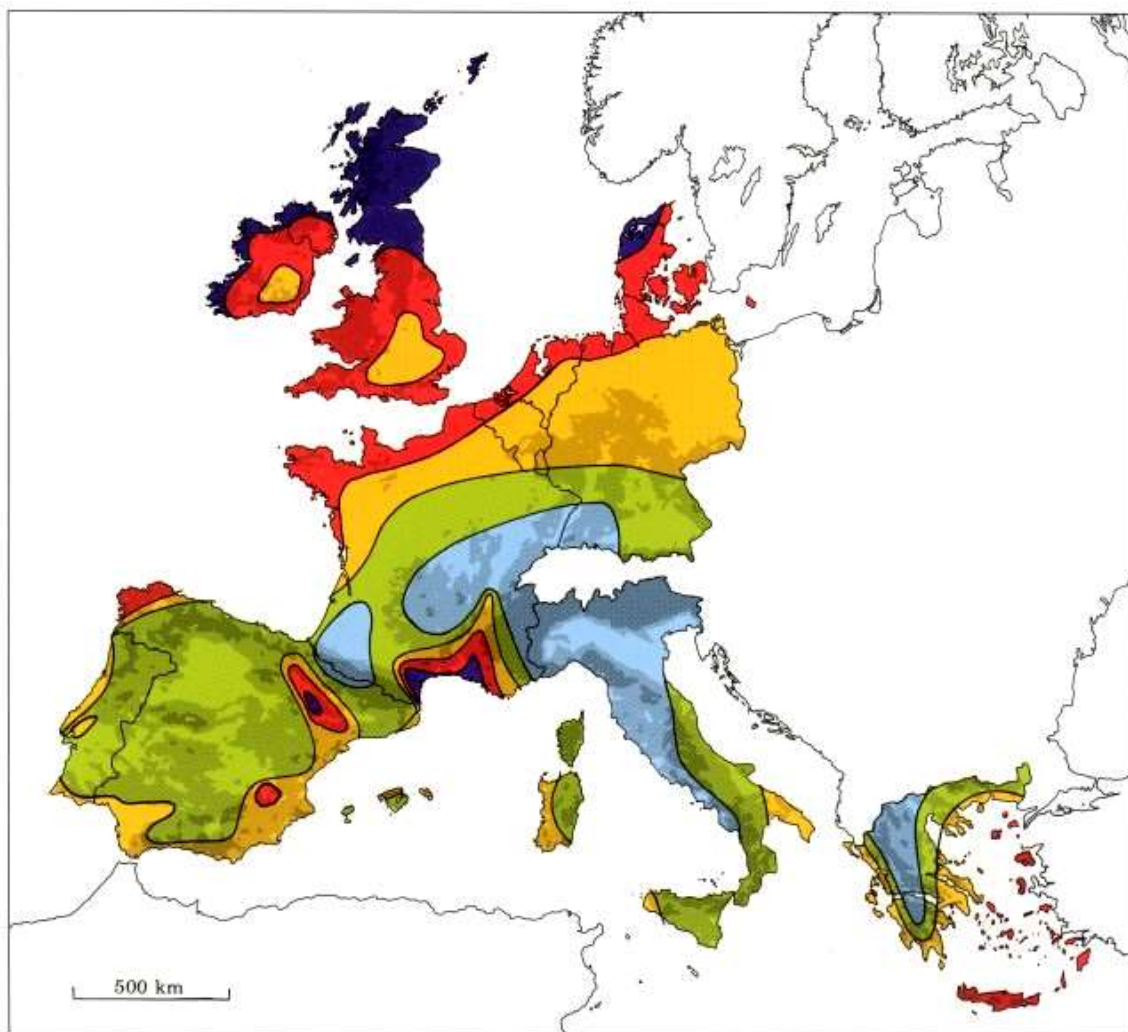


Рис. 6.2. Регіональний характер вітру в районі плавучого маяка в Данії

Застосовані при складанні вітрового атласу Європи методи і підходи використовувалися для оцінки вітрового потенціалу понад 100 країн та окремих територій. Зазначені методи знайшли відображення в програмному забезпеченні, використаному при складанні вітрових атласів. Зокрема, програма WAsP була репрезентована Відділом вітрової енергетики та фізики атмосфери Національної лабораторії Risø (Данія) у 1987 році. За минулі роки програма стала практично промисловим стандартом для оцінки вітрових ресурсів і розташування вітротурбін та вітроелектричних станцій.

Європейський вітроатлас поєднує опубліковані раніше дані щодо вітропотенціалу окремих країн [www.windatlas.dk]. Забезпечено послідовний короткий огляд всіх країн ЄС, у тому числі великі регіони з складною місцевістю. Атлас стосується територій Бельгії, Данії, Франції, Німеччини, Греції, Ірландії, Італії, Люксембургу, Португалії, Нідерландів, Іспанії, Великої Британії.

Метеостанції, дані з яких включено до складу атласу, розташовані наступним чином: Бельгія (5 метеостанцій); Данія (9); Франція (32); Німеччина (15); Греція (10); Ірландія (10); Італія (27); Люксембург (1); Нідерланди (6); Португалія (15); Іспанія (26); Велика Британія (21); Станції радіозондування (30).



Wind resources ¹ at 50 metres above ground level for five different topographic conditions										
	Sheltered terrain ²		Open plain ³		At a sea coast ⁴		Open sea ⁵		Hills and ridges ⁶	
	m s ⁻¹	Wm ⁻²	m s ⁻¹	Wm ⁻²	m s ⁻¹	Wm ⁻²	m s ⁻¹	Wm ⁻²	m s ⁻¹	Wm ⁻²
	> 6.0	> 250	> 7.5	> 500	> 8.5	> 700	> 9.0	> 800	> 11.5	> 1800
	5.0-6.0	150-250	6.5-7.5	300-500	7.0-8.5	400-700	8.0-9.0	600-800	10.0-11.5	1200-1800
	4.5-5.0	100-150	5.5-6.5	200-300	6.0-7.0	250-400	7.0-8.0	400-600	8.5-10.0	700-1200
	3.5-4.5	50-100	4.5-5.5	100-200	5.0-6.0	150-250	5.5-7.0	200-400	7.0- 8.5	400- 700
	< 3.5	< 50	< 4.5	< 100	< 5.0	< 150	< 5.5	< 200	< 7.0	< 400

Рис. 6.3. Карта вітрових ресурсів Європи на висоті 50 м.

Результати роботи було відображено на кольорових картах (див. рис. 6.3) для всього регіону та кожної країни зокрема. Карта базувалась на довготермінових спостереженнях тривалістю 10 і більше років (а не лише тих, що виконані в рамках проекту UNDP), вітрові умови були приведені до висоти 50 м при стандартних умовах і одноманітній території з класом шорсткості 2. Кольором виділено місцевості з однаковою середньою швидкістю вітру

Балтійський вітровий атлас

На карті нижче зображено розташування метеостанцій, що взяті до розрахунку (зірочки), та метеопостів проекту (чорні зірочки).

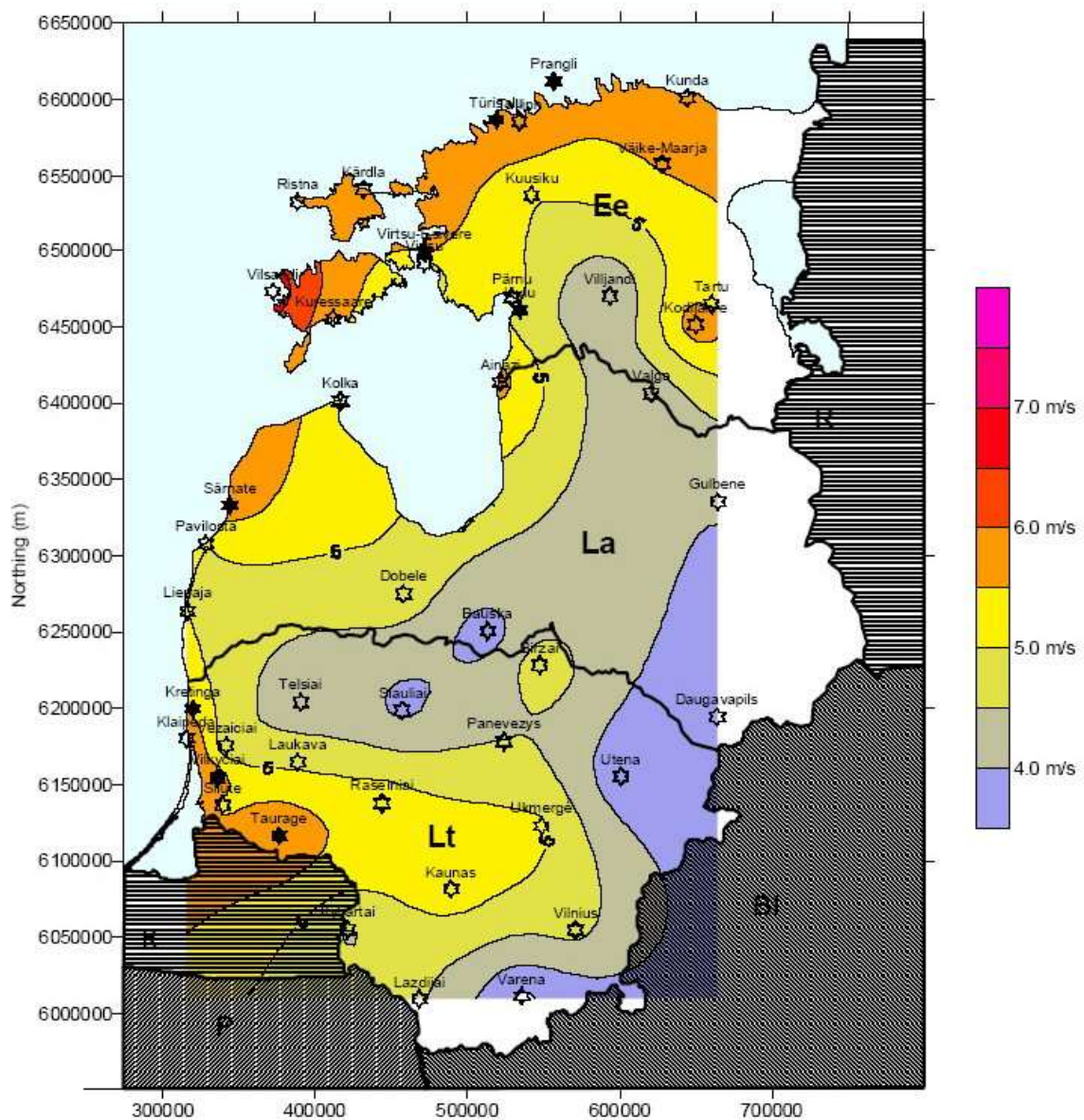


Рис. 6.4. Балтійський вітровий атлас.

Точність зображених на карті даних не може бути оцінена у звичайних статистичних термінах, в середньому вона коливається в межах 5-10%. На практиці потрібно враховувати особливості конкретної місцевості - на окремих узвишсях швидкість вітру може зростати на 15% чи навіть 30%. Точність залежить також від коректності методик національних метеовимірювань, що не контролювалися виконавцями даного проекту. Карта дає загальне уявлення про темпи падіння швидкості вітру при віддаленні від узбережжя. Карта доступна для громадськості та потенційних інвесторів. Детальні цифрові дані зберігаються в лабораторії Risø.

Загальна модель побудови вітроатласу, що використовується у програмі WAsP, складається з підмоделей, описаних нижче. Регіональна вітрова кліматологія розраховується у формі параметрів Вейбула відносно стандартних умов з використанням виміряних вітрових даних, опису шорсткості місцевості, затінюючих об'єктів і даних орографії. Схематично модель аналізу показана на рис.:

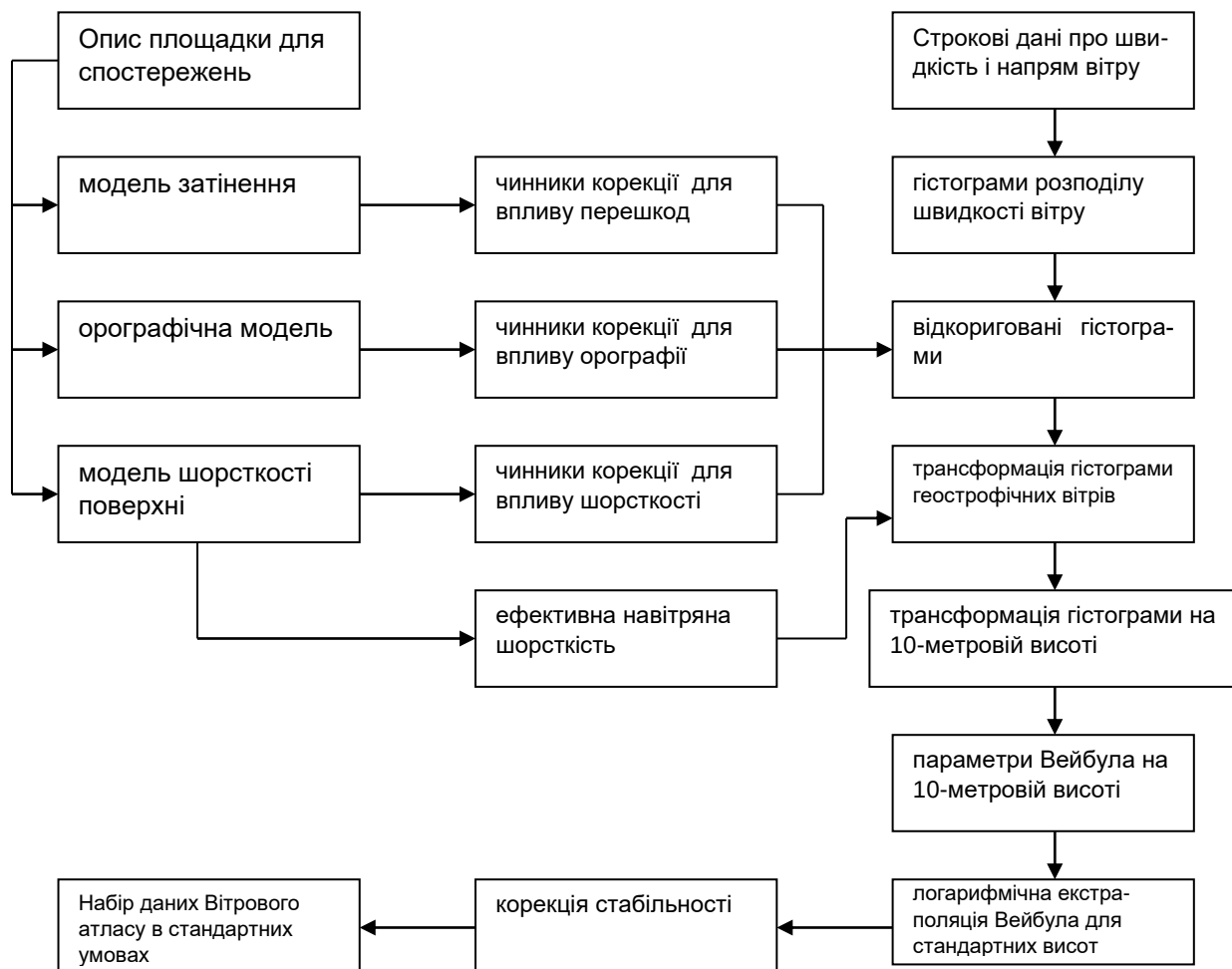


Рис. 6.5. Модель аналізу даних для створення вітрового атласу

Дані, що вводяться, знаходяться у формі гістограм для кожного з 12 секторів азимуту, при цьому частота появи швидкості вітру приведена до бінів шириною 1 м/с. На першому кроці для кожного сектора визначаються чинники корекції швидкості вітру. Розглядаються три набори чинників: корекції впливу перешкоди; зміни шорсткості; корекції орографії.

Не менш важливою є модель, побудована для того, щоб провести зворотну калькуляцію розподілу вітру на базі регіональної кліматології. Вона може бути використана для перевірки регіональної статистики, а також бути запропонована користувачеві вітроатласу як інструмент для сайтингу. Сайтинг в термінології даного атласу – приблизний підрахунок середньої кількості електроенергії, що виробляється однією конкретною ВЕУ на одному або декількох майданчиках.

Методи та правила визначення вітрового потенціалу знайшли відображення у міжнародних та національних дослідженнях і нормативних документах, таких як «Wind Resource Assessment Handbook» (США), «Technische Richtlinien für Windenergieanlagen: Bestimmung von Windpotenzial und Energieerträgen» (Німеччина), «Accurate Wind Speed Measurements in Wind Energy» (Данія), «Standard for the preparation of wind energy assessments», «MEASNET: Evaluation of site-specific wind conditions» та інші.

Моделювання швидкості вітру

Шар повітря, максимально наближений до поверхні землі, називається атмосферним граничним шаром. Цей шар має до 100 м глибини в ясну ніч, можливо при слабкому вітрі. Його глибина збільшується до 2 км в тихий ясний літній день. Найнижча частка такого шару носить назву поверхневого шару. У кліматології, що вивчає утилізацію енергії вітру, можна ігнорувати швидкість вітру в при поверхні землі. Фізичні властивості поверхневого шару вважаються постійними тільки з 100 метрового рівня цього шару.

Щоб одержати оцінку швидкості вітру на висоті h_1 метрів над поверхнею землі за даними реєстрації швидкості вітру на висоті $h_0 < h_1$, користуються на-

приклад формулою Хеллмана: $v_1 = v_0 \left(\frac{h_1}{h_0} \right)^\alpha$, де v_1 – швидкість вітру на висоті h_1 ;

v_0 – швидкість вітру на висоті h_0 ; α – параметр, який враховує вплив перешкод природного і антропогенного характеру на швидкість вітру (параметр вертикального профілю вітру).

Вважається, що вітер в атмосферному граничному шарі виникає через зміну тиску, яка є наслідком «синоптичної» активності. Оскільки структура граничного шару встигає швидко реагувати на зміни тиску, відбувається приблизний баланс між силою градієнта тиску і силами тертя на земній поверхні. Такий баланс можна теоретично отримати в ідеальних стаціонарних умовах гомогенності і баротропності (градієнт тиску над граничним шаром постійний). Результат зазвичай зображується у вигляді співвідношення, названого законом геострофічної затримки між швидкістю поверхневого тертя u^* і так званого ге-

острофічного вітру G : $G = \frac{u^*}{k} \sqrt{\left(\ln \frac{u^*}{z_0 f} - A \right)^2 + B^2}$, $\sin \alpha = -\frac{Bu^*}{kG}$, де α – кут між

приземними вітрами і геострофічним вітром; f – параметр Коріоліса; A , B – емпіричні константи (в Олденбурзькій моделі – функції).

Характеристики геострофічного вітру можна дізнатися за допомогою градієнта тиску на поверхню. Частенько він за значенням дуже близький до швидкості вітру, відстеженої радіозондами над поверхневим шаром.

Модель вертикального профілю вітру застосовується тільки у випадку, коли навітряна поверхня більш-менш однорідна, інакше матимуть місце відхилення і буде неможливо визначити єдину характерну довжину шорсткості поверхні. Навіть якщо можна використовувати «ефективну» довжину шорсткості, вона залежатиме від висоти місця спостереження.

Спостереження за вітром та виміри його параметрів показують, що швидкість і напрям вітру швидко змінюються, а величина змін залежить від часового інтервалу спостережень. Природні механізми, що спричиняють вітровий потік, змінюються в часі досить повільно, у міру зміни погоди. Додатковою причиною зміни вітру від однієї точки місцевості до іншої є турбулентність в граничному атмосферному шарі. Зазвичай для представлення виміряної швидкості вітру використовують дані, усереднені за певний період.

Дослідження вітрового енергетичного потенціалу України

Враховуючи, що не на всій території України було виконане детальне дослідження вітрового енергетичного потенціалу, слід вважати зазначену оцінку нижньою межею, що відображає рівень вже «розвіданих» вітрових енергетичних ресурсів України. Що стосується технічно доступного на даний час потенціалу, доцільним за різними дослідженнями вважається рівень 14-16 ГВт. Застосування вітроустановок для виробництва електроенергії в промислових масштабах найбільш ефективно в регіонах України, де середньорічна швидкість вітру більша 5 м/с: на Азово-Чорноморському узбережжі, в Одеській, Херсонській, Запорізькій, Донецькій, Луганській, Миколаївській областях, Криму та в районі Карпат. Виміри швидкості та напрямку вітру виконуються гідрометеорологічними службами України з початку їх існування. В СРСР опис клімату здійснювався за програмою та методикою, розробленими в Головній геофізичній обсерваторії ім. Воєйкова. На території України розташовано близько 200 метеостанцій, підпорядкованих державній гідрометеорологічній службі (Державному комітету України по гідрометеорології, нині – Міністерству надзвичайних ситуацій), які входять до системи Всесвітньої метеорологічної асоціації (ВМО) – спеціалізованого міжурядового закладу ООН в області метеорології. На цих станціях виміри характеристик вітру виконуються за методикою ВМО. Інтервал зняття показів – 3 години, висота вимірювань – приблизно 10 м, округлення до найближчих цілочисельних значень (в метрах за секунду). Такі покази можуть бути корисними при визначенні довготермінових властивостей вітрового потенціалу, проте для потреб вітроенергетики вони недостатні – ні за дискретністю вимірювань, ні за їх точністю, ні за висотою.

Параметри розподілу Вейбула було оцінено для чотирьох зон України залежно від середньорічної швидкості вітру. Отримані результати є досить наближеними, оскільки межі, в яких змінюється швидкість вітру в межах однієї зони, занадто широкі – варіація виробітку електроенергії ВЕУ у зв'язку із цим може досягати 30%. (рис. 6.6).

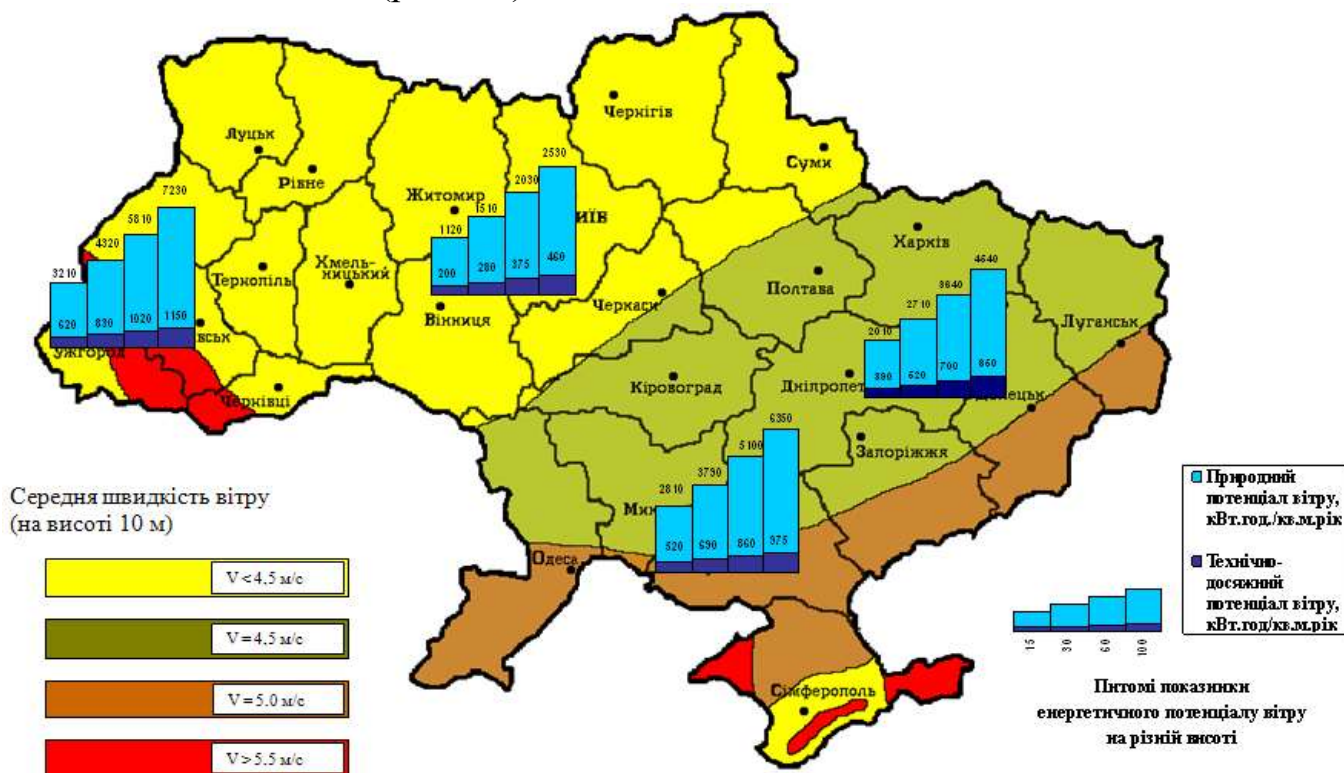


Рис. 6.6. Схеми районування території України за середньорічною швидкістю вітру та енергетичним потенціалом

Спостерігається деяка відмінність з картами вітрового навантаження, наведеними в нормативних документах з будівельної кліматології (рис. 6.7), які будувалися відповідно до будівельних потреб.

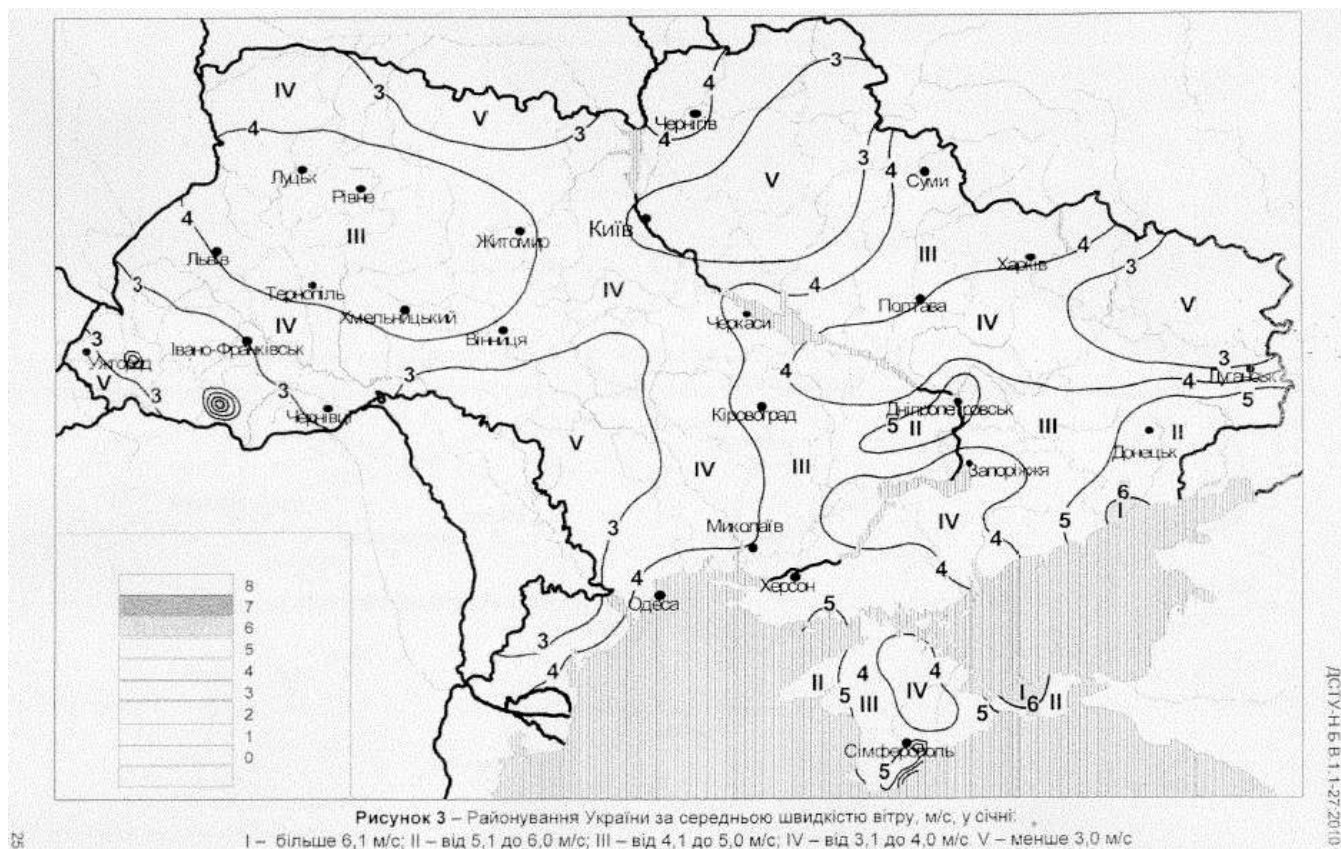


Рис. 6.7. Схема районування території України за середньорічною швидкістю вітру

Атлас вітроенергетичного потенціалу України (в певних обмежених формах) було створено Інститутом відновлюваної енергетики НАН України в рамках розробки Атласу енергетичного потенціалу відновлюваних джерел енергії, за результатами виконаних досліджень. Представлені в атласі енергетичні показники вітрового потенціалу України призначені для використання при оцінці та розробці проектів об'єктів відновлюваної енергетики. Можливе також використання даних атласу замовниками та проектантами енергетичного обладнання як базових. Нижче зображено деякі приклади (рис. 6.8.).

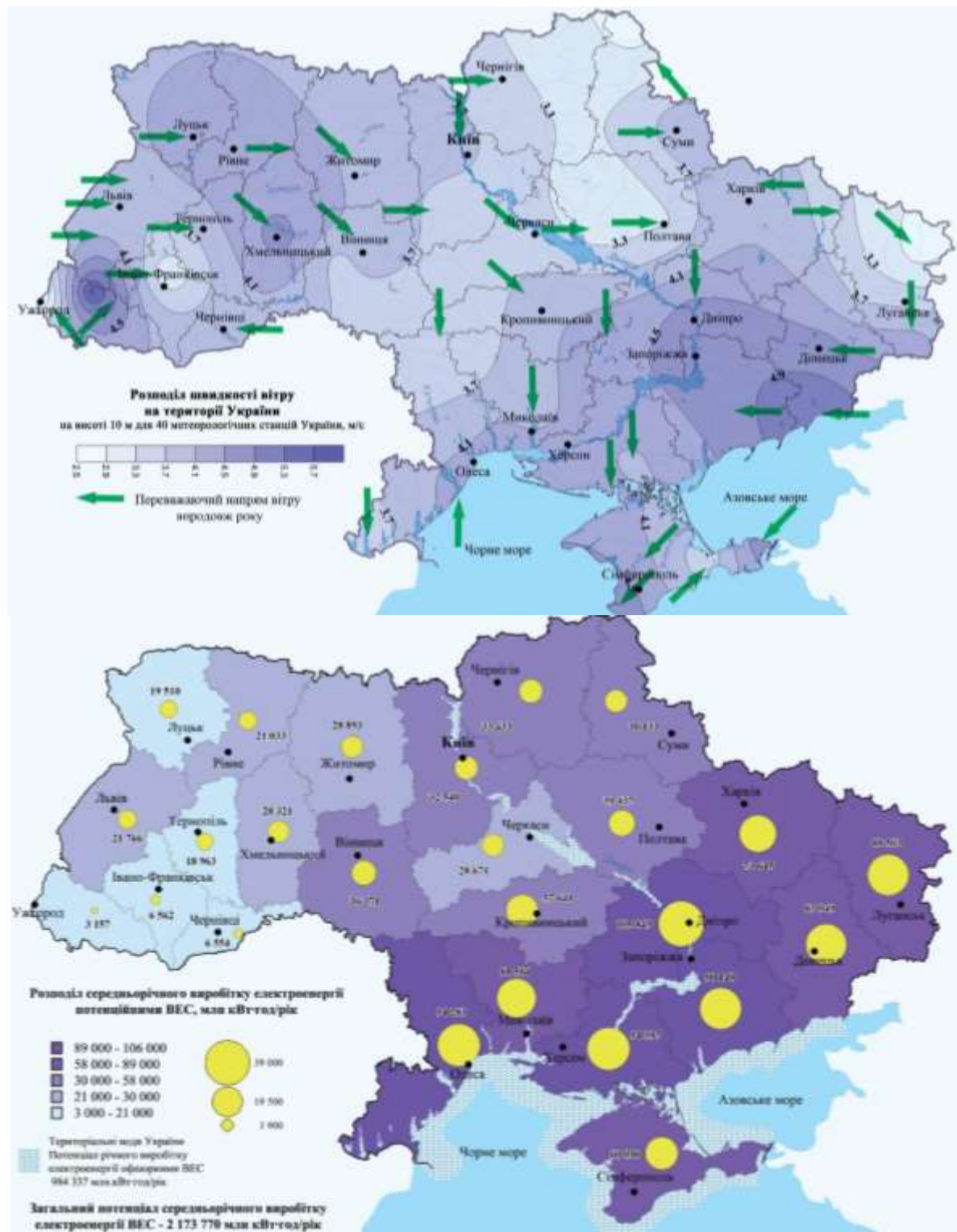


Рис. 6.8. Розподіл швидкості вітру та середньорічного виробітку електроенергії потенційними ВЕС на території України

Перша редакція Атласу енергетичного потенціалу, виданого в 2001 році, була розроблена в рамках виконання роботи «Створення інформаційно-аналітичної системи оцінки потенціалу відновлюваних джерел енергії України» і спрямована на виконання заходів Програми державної підтримки розвитку нетрадиційних та відновлюваних джерел енергії. Поточна редакція Атласу перебуває у стані оновлення для надання користувачам сучасних розширених даних енергетичних показників ВДЕ в Україні та розміщення об'єктів відновлюваної енергетики. При розробці Атласу використана інформаційно-аналітична

система оцінки енергетичного потенціалу відновлюваних джерел енергії для кожної з областей України.

На виконання державного замовлення Інститутом відновлюваної енергетики НАН України у 2012 році було розроблено проекти державних стандартів, що зокрема регламентують виміри вітру з метою визначення вітрового потенціалу та для інших потреб вітроенергетики: «Вітроенергетика. Площини для вітроелектростанцій. Вимоги до вибору», «Вітроенергетика. Метеопости для вимірювання параметрів вітрового потоку. Загальні технічні вимоги». Впровадження зазначених стандартів забезпечить уніфікований підхід до вимірювань параметрів повітряного потоку, як для попередньої оцінки площі для будівництва ВЕС, так і для дослідження вітропотенціалу окремих районів, складання карт вітрових кадастрів тощо.

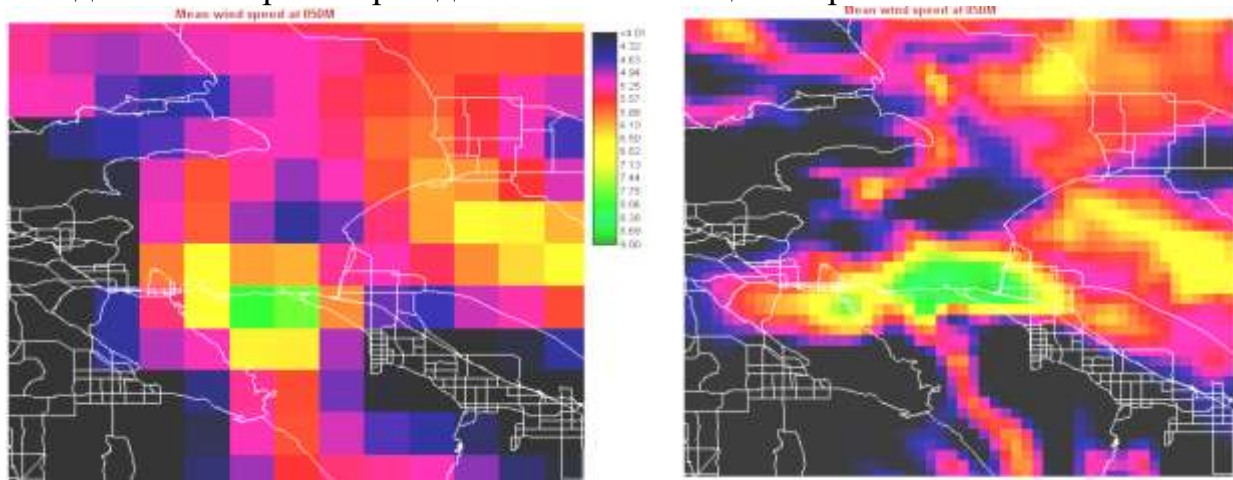
Шляхи вдосконалення методик побудови вітроатласу

Методи середньомасштабного моделювання

Застосування ВЕУ мегаватного класу вимагає знання вітрового потенціалу на висотах 100 м і вище. Це вимагає проведення додаткових досліджень, оскільки карти вітрів існуючих вітроатласів, приведені до висоти 50 м, вже не можуть забезпечити надійної точності. Сучасні вимірювання базуються на використанні більш високих метеощогл, що дозволяють безпосередньо отримувати дані про швидкість вітру, а не моделювати їх. Зокрема, у США Департамент енергетики у 2002 р. ініціював програму досліджень вітрової енергії (DOE State Energy Program), що охоплювала 18 штатів та передбачала використання понад 40 висотних метеощогл. Виміри виконувались на висотах 70, 80, 90, 100 і 110 метрів. Результати свідчать про значні відмінності отриманих даних та тих, що були зазначені на картах 50-метрових висот. Проста екстраполяція вертикального профілю виявилася недостатньою для сучасних вимог до ефективності вітроенергетичних проектів. В результаті виконання програми було знайдено багато площінок, де продуктивність ВЕУ на висотах 50-100 м виявилася вище прогнозованої. Виявлено також, що відмінності в вітропотенціалі регіону для різних років можуть перевищувати розбіжності між різними регіонами, що створює нові вимоги до методів прогнозування погоди. На площинках з низьким вітропотенціалом на висоті 50 м перепад швидкостей вітру зі збільшенням висоти є суттєвішим, ніж для площінок з високим потенціалом. Це підтверджує необхідність вимірів вітру на великих висотах.

Потреба у досконалому передбаченні вітрової енергії стимулює застосування різних методик моделювання вітрового клімату. Один з таких підходів – метод середньомасштабного моделювання (mesoscale modeling). Як інструмент для передбачення погоди ця методика пропонує ряд переваг, таких як легкість моделювання з задовільною точністю, можливість моделювання місцевостей з складним рельєфом або таких, де відсутні наземні вимірювання. Зазначена модель впродовж декількох останніх років використовувалась для визначення вітрового потенціалу у США та інших країнах. Порівняння розрахованих даних з результатами безпосередніх вимірювань дає розбіжність у визначенні середньої швидкості вітру на висоті 50 м на рівні 5-7%. Система комп'ютерного складання вітрових карт, що реалізує дану модель, була розроблена Національною лабораторією відновлюваної енергії (NREL) США наприкінці 1990-х років. Ця

система використовує дані щодо стану атмосфери, отримані з метеорологічних радіозондів. За допомогою математичних співвідношень між висотою рельєфу та швидкістю вітру будуються карти вітрових потоків з кроком координатної сітки, що поступово зменшується до 1-2 км (приклад побудови таких вітрових карт зображено на рис. 6.9). Таким чином у 2000-х роках були вперше побудовані детальні вітрові карти деяких штатів та цілих країн.



а) крок сітки 8 км

б) крок сітки 2 км

Рис. 6.9. Карта середньої швидкості вітру на перевалі Сан-Горгоніо (США)

На базі середньомасштабного моделювання лабораторією Risø також було розроблено методику, названу KAMM-WAsP. За цією методикою, використовуючи висотні статистичні дані про стан атмосфери, моделюється репрезентативний набір статичних станів у приземному шарі. Застосовуючи ці дані на сітці з кроком 2-5 км, за методикою WAsP переходять до розрахунків зі значно більшою точністю.

Інший варіант середньомасштабного моделювання – це розроблена в США система MesoMap. Координатна сітка (крок розрахунку) – 1-3 км. Система базується на програмі NOABL, розробленій у 80-ті роки XX ст. для складення карт вітрових полів. В подальшому програма була вдосконалена. Починаючи з середньомасштабного моделювання, вона дозволяє перейти до мікромасштабного з кроком до 200 м. Така точність вже співмірна з відстанню між ВЕУ в проектах ВЕС. Використовуючи мережу комп'ютерів, вдається побудувати детальні вітрові карти в режимі часу, близькому до реального. Точність даної методології залежить від достовірності опису ландшафту, шорсткості поверхні, врахування реальної висоти рослинності. Варіантом середньомасштабного моделювання в комбінації з мікромасштабним є також програмний пакет WindScape, розроблений та апробований у Австралії.

Врахування орографії

Програма WAsP, яка вважається найпоширенішим інструментом для складання вітрових атласів, постійно модернізується відповідно до сучасних вимог. Покращується інтерфейс програми, розширюються можливості по відображенню і редагуванню карт місцевості, розрахунку продуктивності вітростанцій. Розширюється база даних щодо вітрових установок. Додаються нові обчислювальні можливості на базі вдосконалених математичних моделей. Зокрема енергетична характеристика ВЕС визначається з урахуванням особливостей

площадки, враховується вплив перешкод, розрахунки виконуються посекторно. Затінюючі ефекти, вітровий потенціал та середня продуктивність ВЕС розраховуються як незалежні процедури, ними можна користуватися при відсутності повного вітрового атласу. Вдосконалено процедури внесення змін щодо вітрової обстановки чи технічних характеристик ВЕУ. Загалом робота програми оптимізується. Однак модель WAsP базується на ряді припущень, які не завжди є справедливими для конкретної місцевості. Зокрема це стосується площадок зі складним рельєфом. Так, WAsP використовує лінійну модель обтікання пагорбів, яка не враховує наявні завихрення вітрового потоку. Ідеалізований потік справедливий тільки в сенсі середніх значень. Збурення потоку викликані також різницею в нагріві поверхонь та їх шорсткості, і можуть мати розміри від міліметрів до декількох кілометрів, а тривалість від долей секунди до кількох хвилин. Лінеаризована модель WAsP забезпечує задовільні результати для схилів не крутіших за 30° .

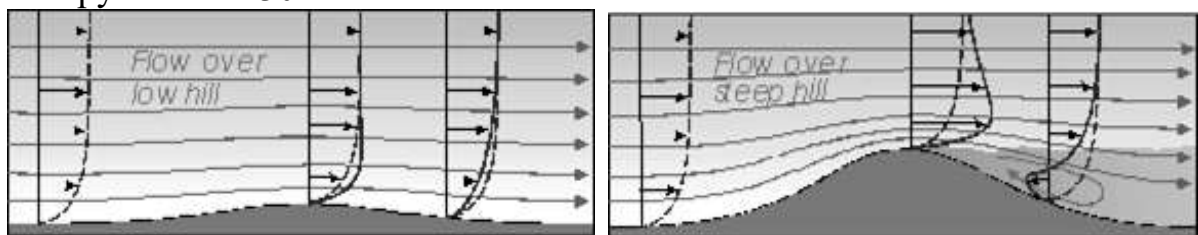


Рис. 6.10. Характер обтікання пологого (зліва) та крутого (справа) схилів (штрихова лінія відповідає незбуреному потоку)

Хоча WAsP стала практично промисловим стандартом, для складних випадків розроблено математичні моделі на базі повних, а не лінеаризованих рівнянь Нав'є-Стокса. До таких моделей відноситься Computational Fluid Dynamics (CFD) – розрахунок динаміки рідин. Компанія RES (Системи відновлюваної енергетики) застосувала розрахункову модель CFD в програмному пакеті VENTOS, призначеному для практичних розрахунків вітрового профілю. Порівняння результатів розрахунку за цією моделлю та лінеаризованою стандартною методикою для обтікання пагорбів з різною крутизною схилів зображено на рис. 6.11. Лінії відображають швидкість вітру на висоті 60 м над поверхнею, віднесену до швидкості незбуреного потоку.

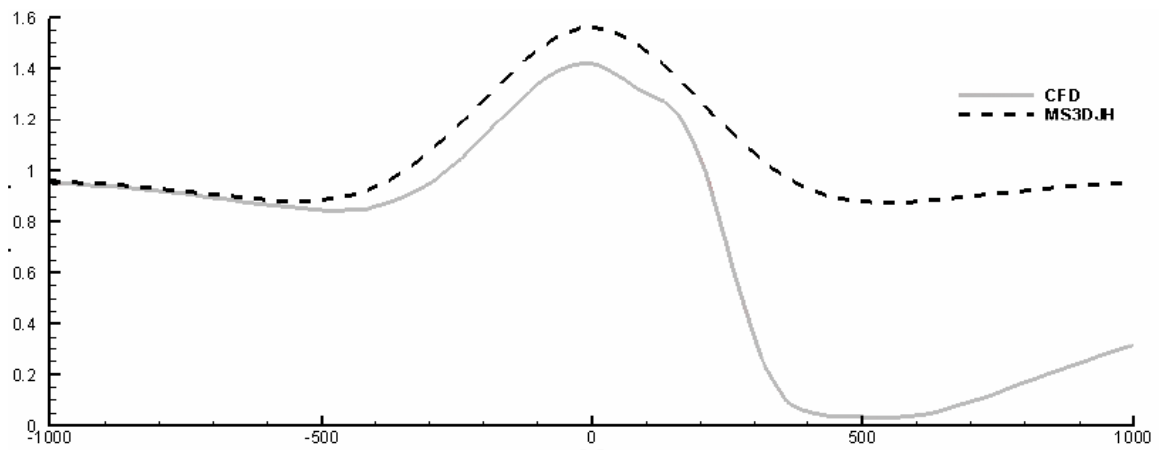


Рис. 6.11. Відносна швидкість вітру при обтіканні пагорба (штрихова лінія - лінеаризована модель)

Розрахунки за програмою VENTOS (модель CFD) добре співпадають з результатами лінеаризованої моделі для незначних складок рельєфу, але для складної орографії відмінності стають разючими. Загалом розбіжності з'являються, коли відбувається розділення вітрового потоку та утворення зворотних потоків. Ці розрахунки підтверджено польовими дослідженнями на відповідній місцевості, з використанням декількох метеоприладів. Разом з тим існують труднощі в одночасному врахуванні орографії, шорсткості та рослинності в рамках однієї розрахункової схеми.

Для опису розподілу швидкості вітру по градаціях, який зазвичай визначається експериментально, частіше за все використовують двопараметричну функцію Вейбула. Її використання набуло значного поширення через задовільне співпадіння розрахункових показників з практичними даними, гнучкість застосування, добре досліджені властивості. Ця функція використовується у практично всіх розроблених для потреб вітроенергетики пакетах прикладних програм, спрямованих на побудову вітрового атласу територій (зокрема WAsP), оцінку потенційної продуктивності вітроустановок тощо. Слід зазначити, що таке її застосування оцінюють як загальноприйняте, а не нормативно обумовлене. Для підвищення точності розрахунків дослідники використовують різні вдосконалені математичні моделі. Найбільшого поширення отримав модифікований трипараметричний розподіл Вейбула, який зокрема дозволяє врахувати особливості розподілу в районі малих швидкостей. Також використовуються трипараметричний гама-розподіл, обернений гаусів розподіл, гібридні моделі з ненульовою імовірністю нульових швидкостей вітру, суперпозиції нормального та вейбулового розподілів, моделювання з допомогою функціональних. Особливо це стосується випадків, коли розподіл швидкості вітру по градаціях (гістограма) має нетиповий для відкритих місцевостей характер. Разом з тим для потреб розвитку вітроенергетики, яка переходить в розряд конкурентноздатної галузі промисловості, потрібна все більша точність розрахунків енергетичної продуктивності вітростанції. Для підвищення точності розрахунків дослідники використовують різні вдосконалені математичні моделі для опису розподілу швидкості вітру.

Отже, складання атласів вітрового потенціалу територій базується на апробованих в багатьох країнах методології. Проте динамічний розвиток вітроенергетики висуває нові вимоги, що стосуються висоти визначення швидкості вітру, моделювання імовірнісних характеристик поведінки вітру стосовно до місцевих особливостей, зокрема врахування локальних особливостей ландшафту. Ці питання є предметом сучасних досліджень.

Лекція 7

Основні характеристики та питомі енергетичні показники енергії вітру та сонячної радіації в різних кліматичних зонах світу та України

Рекомендації щодо вибору місць та спорудження метеопостів

Джерелами інформації щодо метеорологічних параметрів повітря є дані метеорологічних постів. Основними складовими частинами метеорологічного поста є щогла з розміщеними на ній давачами, та автоматичний електронний прилад — реєстратор (рис. 7.1, 7.2).

Організаційно метеорологічні пости можуть діяти у системах моніторингу (SCADA) діючих ВЕС, або у вигляді окремих автономних об'єктів, які встановлені для виконання вишукувальних робіт щодо визначення вітрового потенціалу площадки майбутнього будівництва ВЕС.

Щодо СЕС, наразі нема практики спеціальних досліджень на площадці будівництва. Однак для обґрунтування місця установки сонячної станції можна використовувати автоматичну метеостанцію на базі реєстраторів. Це забезпечує додаткову інформацію для прийняття рішень щодо місця установки промислової станції. Ефективність сонячних модулів залежить від температури, а висока швидкість вітру може зажадати додаткові кріплення для модулів або стати причиною пошкоджень обладнання. Автоматичні станції сонячного моніторингу виконують вимір метеорологічних параметрів, збір і зберігання даних, їх телеметрію та візуалізацію.



Рис. 7.1. Вимірювальна метеорологічна система RNRG SRA

Найчастіше додатково встановлюють автоматичну метеорологічну станцію, яка дає інформацію про погодні умови місцевості. Цю інформацію разом з

даними по сонячному випромінюванню використовують в моделях прогнозування продуктивності майбутньої електростанції. На великих територіях необхідно мати дві або більше таких метеостанцій. Як правило, промислові електростанції мають повністю укомплектовану систему моніторингу сумарного потоку сонячного випромінювання, а також прямого та розсіяного потоків сонячного випромінювання. Оскільки вказані прилади є частиною виробничого процесу, зазвичай встановлюють, принаймні, дві системи, для забезпечення надійності вимірювань, а також безперервності вимірювань під час калібрування або заміни радіометрів. Дані записуються на внутрішню карту пам'яті реєстратора в кінці кожної години вимірювань.

Прикладне програмне забезпечення використовується для підготовки вихідних даних у вигляді файлів, які передаються з реєстратора в архів бази даних або за допомогою носіїв інформації, або шляхом передачі файлів з даними по електронній пошті.

Щоб мати підставу представляти можливий майданчик для ВЕС, засоби вимірювання слід розташовувати в тих же місцях, де планується розташувати вітроустановки. Наприклад, якщо перспективною місцевістю є гребінь гори, то і засоби вимірювання потрібно встановлювати на тому ж гребені. Для групи вітроустановок, особливо в складній місцевості, рекомендується використовувати більше одного місця вимірювання. У кожному разі, важливо розташувати засоби вимірювання в тих місцях, в яких вітроенергетичні ресурси є характерними для майданчика.

Вимірювання вітрового потоку

Вимірювання найкраще проводити на висоті передбачуваного розташування маточини ротора ВЕУ, якщо це можливо, або найближче до цієї висоти (в усякому разі не нижче $2/3$). Багаторівневі вимірювання, здійснювані на одній і тій же вежі, дозволяють визначити зміну швидкості вітру по висоті (вертикальний профіль), і отримати надійні оцінки швидкостей на різних висотах. Багаторівневі вимірювання також пропонують більш точний опис повітряного потоку поперек ротора ВЕУ. Щоправда, у США рекомендувалося не підійматися на рівень вище 62 м, оскільки вступали в силу вимоги щодо безпеки польотів авіації (потреба у світловій індикації). Слід зауважити, що в даний час висота вимірювань зросла відповідно до зростання висот сучасних ВЕУ.

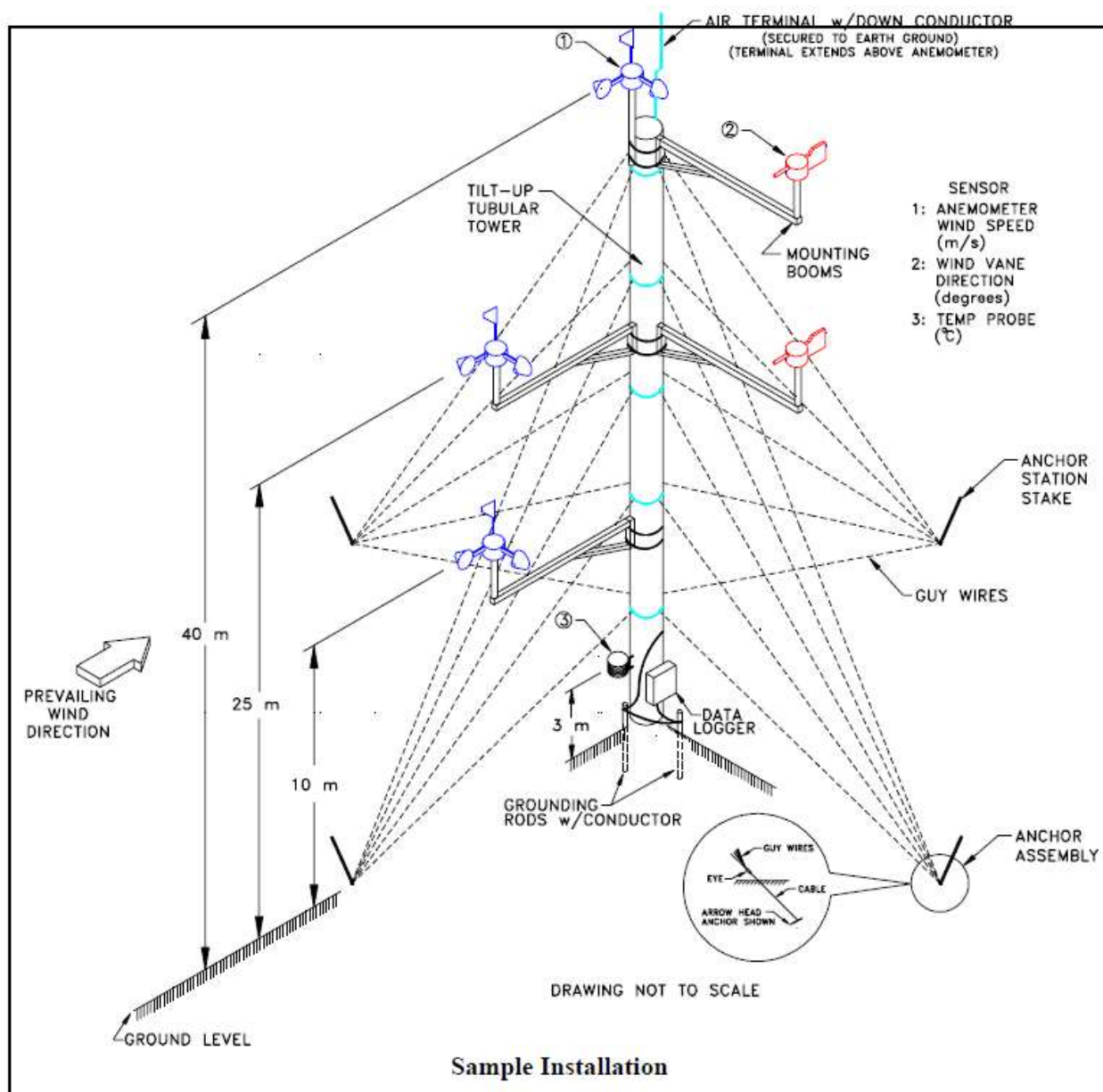


Рис. 7.2. Приклад установки автономного багатоканального метеопоста

Вимірювання бажано проводити на відкритій місцевості, позбавленій високих дерев, чагарників і будов. Якщо датчики встановлені в густо зарослих районах, то вони повинні підноситися щонайменше на 10 метрів над поверхнею заростей. Якщо метеопости встановлено неподалік від перешкод, то вони повинні знаходитися з підвітряного від перешкод боку стосовно переважаючого напрямку вітру, і бути віддалені по горизонталі на відстань не менше десятикратної висоти перешкоди.

Перед установкою вимірювального обладнання необхідно вивчити та врахувати при виборі обладнання кліматичні особливості площадки. Якщо на площадці імовірні ожеледі, необхідно зміцнити метеовежі та відповідно закріпити проводи. Використовуються спеціальні затискачі для запобігання затіканню води під ізоляцію проводів.

Як показує досвід вимірювання в Україні, швидкості вітру можуть в значній мірі відрізнитись навіть в межах одної площадки і такі зміни не завжди точно прогнозуються програмами, що моделюють потоки вітру. Фахівці рекомендують встановлювати метеорологічні пости в декількох точках площадки. Так,

кількість метеопостів, встановлених на площадці ВЕС, визначається кількістю ділянок площадки з різним вітровим режимом. Неоднорідність вітрового режиму на площадці може виникати через вплив рельєфу місцевості або близько розташованого великого водоймища. У випадку однорідного вітрового режиму на площадці встановлюється один метеопост. У випадку наявності регулярної зміни швидкості вітру на площадці (наприклад, за рахунок зміни відстані від великого водоймища або за рахунок зміни різниці висот місцевості) на площадці необхідно встановити не менше двох метеопостів.

Деякі метеопости можна використовувати для вимірювань, що проводяться протягом коротких періодів часу, а потім їх можна переносити на іншу ділянку. На кожній окремій площадці ВЕС має бути, принаймні, один пост, який не пересували та на якому нічого з обладнання не міняли протягом всього періоду виконання вимірювань. Такий пост потім служитиме джерелом відповідних довготривалих даних про характеристики вітру, з якими можна проводити кореляцію даних, отриманих на інших щоглах. Це набуває особливої важливості, враховуючи погану застосовність даних, що реєструються національними метеорологічними станціями України. Результати вимірювань протягом коротких періодів часу – декількох місяців або навіть тижнів, мало придатні для виконання оцінок вітроенергетичного характеру, якщо ці набори короткочасних даних не об'єднати в більш довготривалий контекст шляхом кореляції з відповідним набором довготривалих даних.

Вимоги до обладнання метеопостів

Типовий метеопост має у своєму складі декілька типів давачів, встановлених на щоглі та пов'язаних з реєстратором даних.

Рекомендації американських фахівців з вітроенергетики передбачають використання в якості давачів швидкості вітру чашкових анемометрів. Використання чашкового анемометра в поєднанні з давачем напряду вітру (флюгером) та вимірювальним комп'ютером (реєстратором та накопичувачем даних) пропонується також німецьким Товариством з розвитку вітроенергетики (FGW). В Європі найчастіше використовують реєстратори, які виробляються одним з світових лідерів у виробництві вітрового вимірювального обладнання — компанією NRG Systems (США). В останній час в Європі також використовуються реєстратори виробництва компаній Nexgen (Велика Британія) і Second Wind Inc. (США).

Технічні характеристики обладнання метеопосту можна знайти серед інформаційних та рекламних матеріалів фірм-виробників.

Стандартизовані вимоги до обладнання метеопосту, який використовується при дослідженні роботи вітроустановки, наведено в додатку G до міжнародного стандарту ІЕС 61400-12-1:2005(E).

Український відповідник:

ДСТУ 8307:2015. Вітроенергетика. Метеопости для вимірювання параметрів вітрового потоку. Загальні технічні вимоги. – Введ. 01.07.2017. – К.: ДП «УкрНДНЦ», 2016. – 30 с.

ДСТУ 8340:2015. Вітроенергетика. Площадки для вітроелектростанцій. Вимоги до вибору. – Введ. 01.07.2017. – К.: ДП «УкрНДНЦ», 2016. – 18 с.

Оптимальний метод установки анемометра – на вершині метеорологічної щогли, при цьому поблизу не повинно бути інших приладів або устаткування.

Анемометр монтується на круглій вертикальній трубі з тим же зовнішнім діаметром, що і під час калібрування приладу, при цьому кабель до анемометра пропускається усередині труби. Діаметр труби не повинен перевищувати розмір корпусу анемометра, а чашки анемометра повинні підтримуватися на висоті як мінімум 0,75 м вище за метеорологічну башту і будь-які інші перешкоди для потоку вітру. Інші прилади слід розташовувати як мінімум на відстані 1,5 м нижче за чашки анемометра. Ці прилади і кронштейни, що кріплять їх до траверсі, можуть виступати на відстань 1:5 конуса.

Альтернативні методи установки анемометрів розглядаються у випадках підвищеного ступеня невизначеності вимірювань внаслідок спотворень вітрового потоку.

Давачі температури і тиску повітря повинні встановлюватися на щоглі близько до висоти маточини ВЕУ та на 1,5 м нижче за основний анемометр. Давач температури повинен мати захист від прямих променів. Давач тиску поміщається в коробці, захищеній від погодного впливу.

Вимоги щодо анемометрів достатньо повно формулюються в правилах MEASNET. Національні вітроенергетичні асоціації можуть формувати власні вимоги за умови їх відповідності до вимог MEASNET.

Таблиця 7.1. Вимоги до вимірювальних приладів

Характеристика	Анемометр	Флюгер	Термометр	Барометр
Діапазон вимірювання	0 ... 50 м/с	0° ... 360°	-50°C ... +60°C	94 ... 106 кПа
Поріг чутливості	1 м/с	1 м/с	-	-
Системна похибка	±3%	±5°	1°C	1 кПа
Роздільна здатність	0,1 м/с	1°	0,1°C	0,2 кПа

Діапазон допустимих температур: від -40°C до +60°C; діапазон допустимої вологості: від 0% до 100%.

Реєстрація даних

Запис та зберігання даних, отриманих у процесі вимірювань, виконуються реєстратором даних. Реєстратор даних є спеціальним пристроєм для використання у вітровій енергетиці і заздалегідь налаштований під промислові стандарти. Всі функції, які необхідні для реєстрації характеристик вітру для потреб вітроенергетики вже вбудовані. Зокрема найбільш уживаний в даний час реєстратор Symphonie компанії NRG не потребує складної процедури конфігурації для підключення нестандартних давачів.

Середні за 10 хвилин значення величин параметрів, стандартне відхилення, максимальні і мінімальні величини параметрів записуються у пам'ять реєстратора з 10-хвилинним інтервалом.

Сонячний енергетичний потенціал

Сонячний енергетичний потенціал визначається за показником сумарної сонячної радіації, що дорівнює: $S = D + I \sin \gamma$, де S – сумарна сонячна радіація, D – розсіяна радіація, I – пряма радіація, γ - висота Сонця над обрієм.

Для рішення деяких задач геліоенергетики часто використовуються показники тривалості сонячного сяяння та хмарності. Для характеристики режиму

хмарності використовують ймовірність похмурого та ясного неба. При цьому приймається небо похмурим, якщо кількість хмар перевищує 8 балів, і ясным, якщо кількість хмар не перевищує 2 балів.

Надходження сумарної сонячної радіації на територію визначається наступними географічними чинниками: географічною широтою, часом доби, хмарністю та особливостями підстелюючої поверхні.

Якщо користуватися тільки географічними чинниками, а саме широтою місця, то можна побудувати сезонний розподіл інтенсивності сонячної радіації, як на рис. 7.3.

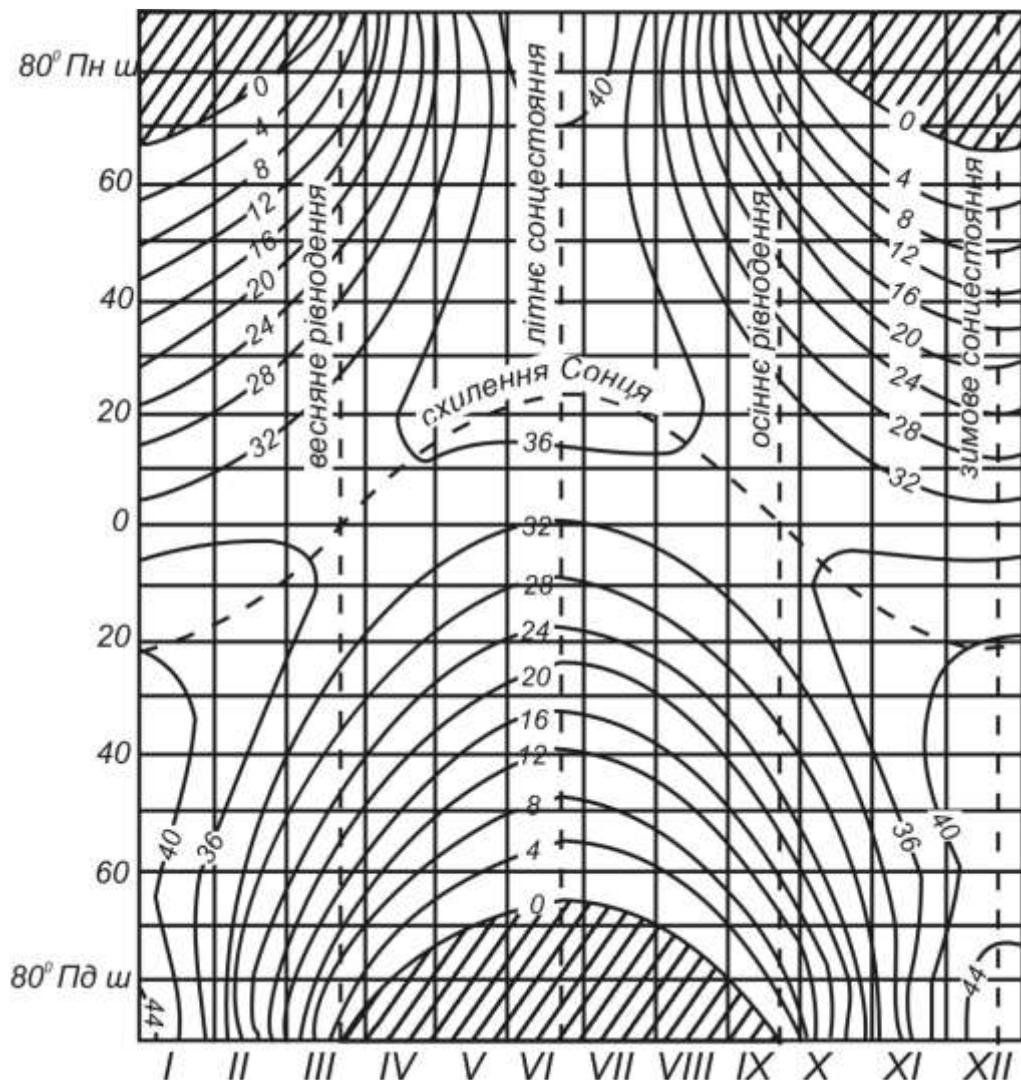


Рис. 7.3. Добова інсоляція на верхній межі атмосфери (МДж/м²) як функція широти та пори року

При визначенні характеристик геліоресурсів враховуються тільки метеорологічні та актинометричні показники, що спостерігаються на метеорологічних та актинометричних станціях досліджуваних територій, та не враховуються показники функціонування геліоенергетичних установок в силу різноманітності їх типів та способів установки. Для розрахунку виробітку енергії конкретними або найбільш характерними конструкціями сонячних установок додаються показники функціонування відповідних установок.

Виробіток енергії фотоелектричними системами знаходиться у прямій залежності від наступних чинників:

- сумарної сонячної радіації, що надходить на їх поверхню;
- коефіцієнту корисної дії сонячних батарей;
- площини поверхні фотоелектричних панелей;
- частки ефективної поверхні останніх.

Місячний виробіток енергії фотоелектричними системами можна розрахувати за допомогою наступного рівняння: $A = Q_{\Pi} S_{\text{ФП}} K_{\text{ККД}} K_{\text{ЕП}}$, де A - місячний виробіток енергії фотоелектричними системами (кВт*год); Q_{Π} - місячне надходження сумарної сонячної радіації на поверхню фотоелектричних панелей площиною 1 м²; $S_{\text{ФП}}$ - площа фотоелектричних панелей; $K_{\text{ККД}}$ - коефіцієнт корисної дії сонячних батарей; $K_{\text{ЕП}}$ - коефіцієнт, що відображає частку ефективної поверхні.

Останні три показники для конкретного типу установки є постійними величинами, а динаміка виробітку енергії визначаються безпосередньо надходженням сонячної радіації. Як правило, характерні значення останніх трьох параметрів наступні. Площина фотоелектричних панелей приймається за 1 м²; такій площині відповідає встановлена потужність сонячних батарей 100 Вт. Коефіцієнт ефективної поверхні - це по суті частка поверхні сонячних елементів. Цей коефіцієнт приймається за 0,72, що є найбільш характерним для фотоелектричних панелей. Коефіцієнт корисної дії для більшості сонячних батарей (з аморфного кремнію) на практиці складає 10-14%.

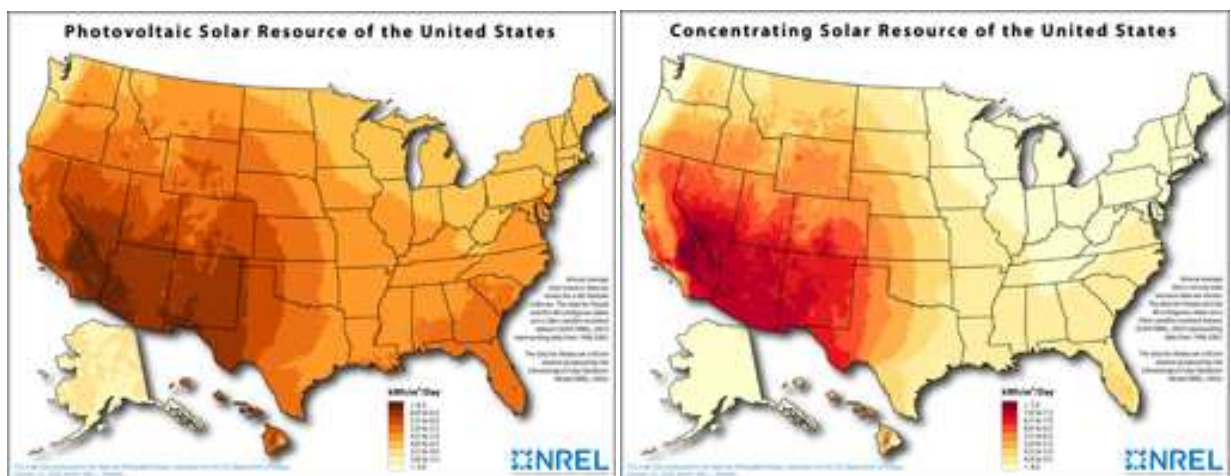


Рис. 7.4. Приклади карт сонячних ресурсів (США)

На рис. 7.4 зображено примірний потенціал території США для геліотермальної та фотоенергетики. Сонячний потенціал ряду країн, за даними NREL, зображено на рис. 7.5.

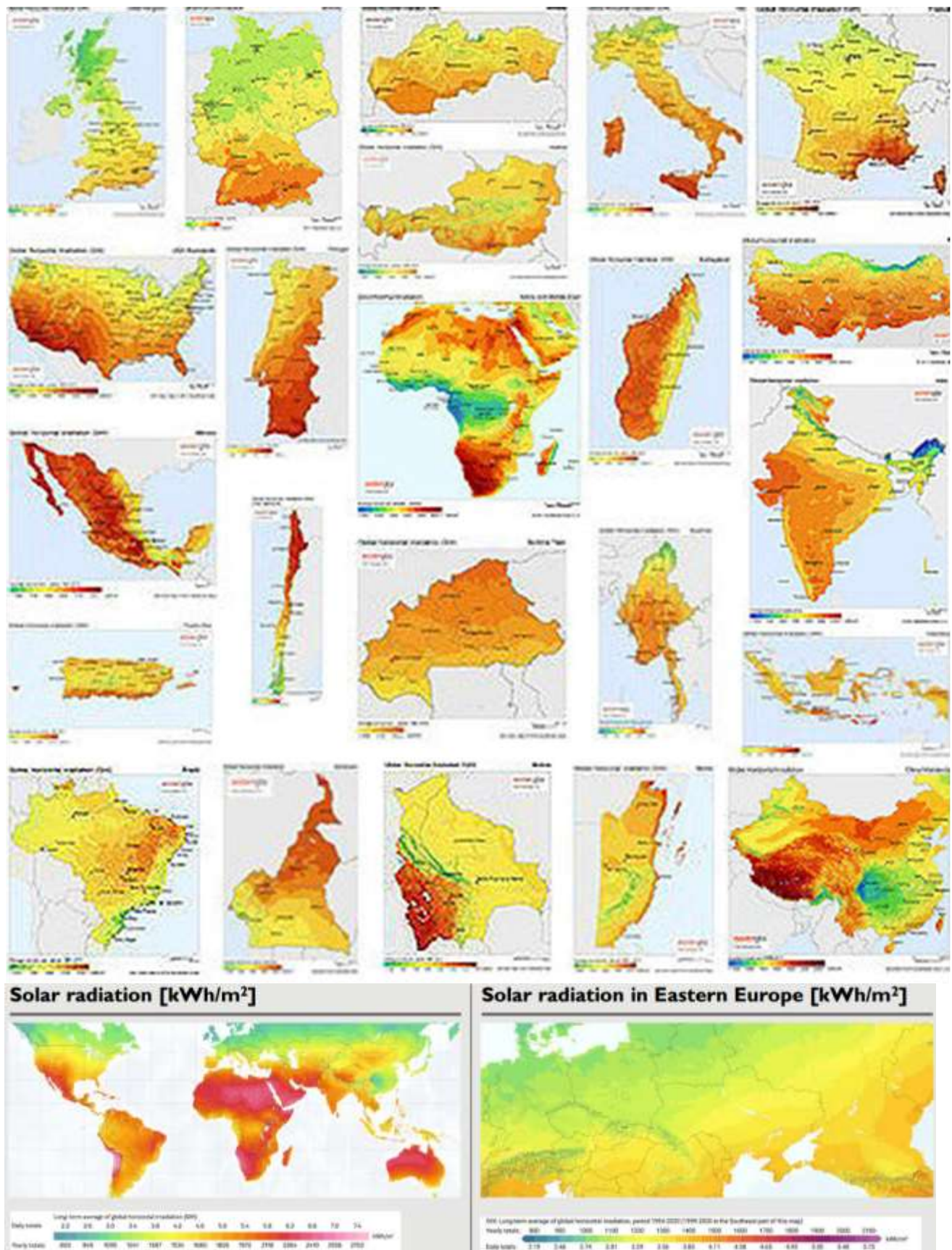


Рис. 7.5. Приклади карт сонячних ресурсів різних країн

Сонячний ресурс України, побудований аналогічно, зображено на рис. 7.6.



Рис. 7.6. Оцінка сонячного енергетичного потенціалу для території України

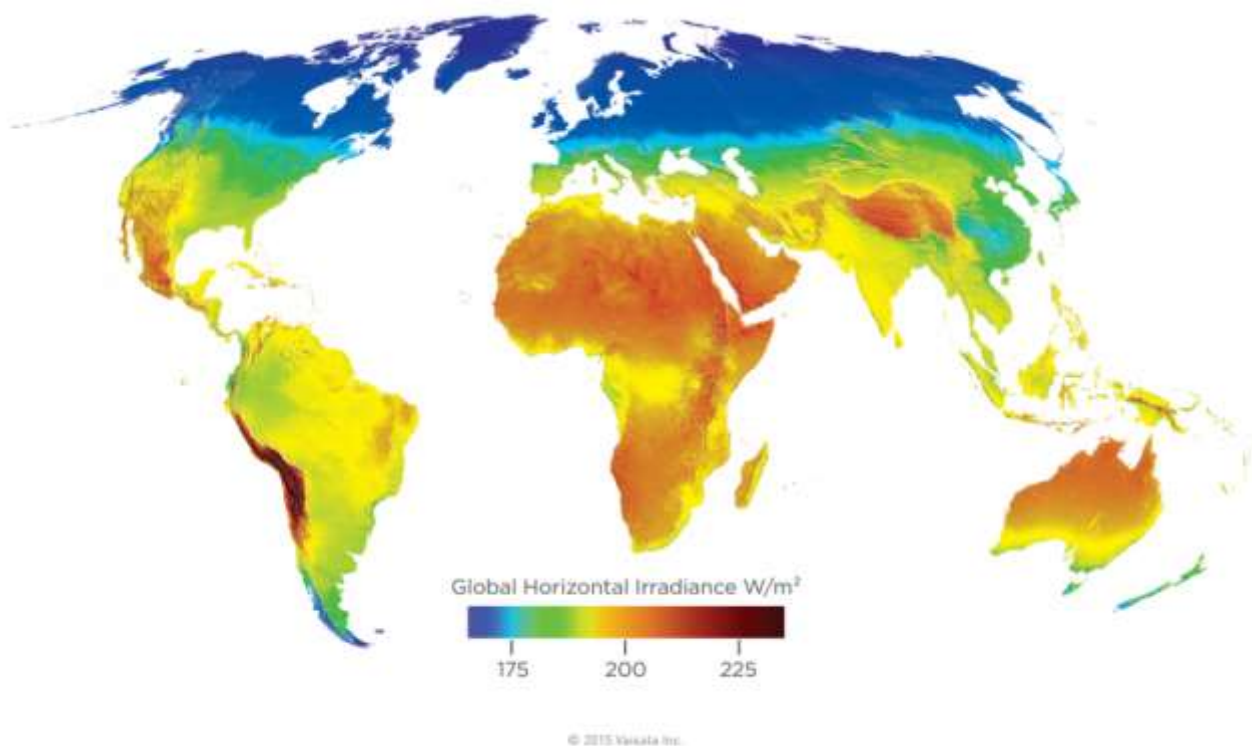


Рис. 7.7. Приклад візуалізації глобального атласу сонячного потенціалу

При розрахунках для конкретних територій можна скористатися інтерактивними програмами, що містять базу даних щодо сонячного потенціалу та початкові дані щодо конкретного типу фото батарей. При розрахунку враховується середній для даного району та означених місяців рівень сонячної радіації і

хмарності. Варіант розрахунку для визначення геліоенергетичного потенціалу на території Київської області дає наступну продуктивність мережевої фотоелектричної батареї.

При розрахунку було прийнято:

Координати: 50°3'16" пн.ш., 31°28'54" сх.д., висота над рівнем моря: 86 м.

База даних по сонячній радіації: PVGIS-CMSAF.

Номінальна потужність: 1.0 kW (кристалічний кремій).

Оцінка втрат виробітку через температурний вплив: 8.6% .

Оцінка втрат виробітку через відбивання світла: 3.0%.

Інші втрати (кабелі, інвертор, тощо): 10.0%.

Фіксована установка: кут нахилу 34 град, орієнтація -2 град.

Таблиця 7.2. Розрахунок продуктивності СЕС впродовж року

Місяць	Ed	Em	Hd	Hm
січень	1.03	32.0	1.16	36.0
лютий	1.83	51.1	2.10	58.7
березень	3.13	97.0	3.72	115
квітень	3.99	120	4.98	150
травень	4.61	143	5.97	185
червень	4.58	137	5.98	179
липень	4.43	137	5.86	182
серпень	4.30	133	5.62	174
вересень	3.28	98.4	4.13	124
жовтень	2.29	70.9	2.77	85.8
листопад	1.03	30.8	1.20	35.9
грудень	0.85	26.5	0.96	29.9
середнє	2.95	89.8	3.71	113
Всього:		1080		1360

де Ed - середня добова продуктивність (кВт.год);

Em - середня місячна продуктивність (кВт.год);

Hd - середня добова продуктивність на кв.м. сонячної панелі (кВт.год/м²);

Hm - середня сумарна продуктивність на кв.м. сонячної панелі (кВт.год/м²).

Розрахунок дійсних геліоенергетичних ресурсів виконується через показник тривалості сонячного саява. На основі виконаних розрахунків теоретичного виробітку енергії сонячними батареями по актинометричних станціях України неможливо побудувати достовірні поверхні розподілу геліоенергетичних ресурсів через незначну густину актинометричних станцій.

Приклади оцінки потенціалу сонячної зображено на рис. 7.8.

Таблиця. 7.3. Місячні та річні суми прямої радіації, що надходить на оптимально нахилену поверхню (кВт*год/м²)

Актинометрична станція	Місяці												Рік
	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII	
Придеснянська	15	25	47	61	76	72	78	83	68	51	24	17	615
Конотоп	15	33	61	59	72	73	85	84	76	43	20	13	634
Київ	21	34	59	65	79	84	87	92	84	58	20	16	700
Баришівка	25	32	50	67	76	80	89	88	77	56	23	12	674
Бориспіль	21	32	48	65	84	78	89	85	77	58	20	12	669
Полтава	24	36	52	60	76	82	88	93	80	45	28	15	681

Більш вираженою є залежність між річними сумами тривалості сонячного саява та теоретичним річним виробітком енергії сонячними батареями. Коефіцієнт кореляції між цими показниками складає 0,96. Вказана залежність добре апроксимується лінійним трендом. За таким трендом було розраховано річний виробіток енергії еталонними сонячними батареями для метеорологічних станцій України, на яких ведуться спостереження за геліографом (табл.7.4).

Таблиця 7.4. Сонячний потенціал за даними метеостанцій України

Метеорологічна станція	Продуктивність, кВт.год/рік	Метеорологічна станція	Продуктивність, кВт.год/рік
Придеснянська	83	Маріуполь	101
Конотоп	79	Берегове	89
Ромни	82	Хуст	87
Ковель	79	Чернівці	86
Житомир	80	Одеса	100
Червоне	83	Болград	99
Тетерів	79	Вілково	101
Київ	83	Пришиб	92
Бориспіль	86	Ботево	99
Львів	81	Миколаїв	97
Полтава	86	Херсон	100
Лубни	84	Асканія-Нова	100
Харків	84	Генічеськ	100
Біла Криниця	82	Скадовськ	101
Мартинівка	85	Клепиніно	100
Умань	85	Чистопілля	100
Вінниця	83	Керч	95
Нижній Олчедаїв	86	Євпаторія	105
Долина	80	Саки	108
Знам'янка	89	Сімферополь	106
Кіровоград	88	Феодосія	98
Дніпропетровськ	91	Карабі-Яйла	105
Синельникове	87	Алушта	100
Александрівка	86	Севастополь	101
Кривий Ріг	92	Голубинка	99
Дебальцево	91	Магарач	94

Геліо-вітроенергетичні системи

Для більш детального висвітлення природно-ресурсного забезпечення гібридних геліо-вітроенергетичних систем потрібно детально розглянути динаміку добових дійсних комплексних геліо-вітроенергетичних ресурсів. Це можна зробити статистично через аналіз повторюваності по місяцях за досліджуваний період. При класифікації за співвідношеннями геліо- та вітроенергетичних ресурсів виділено 4 типи співвідношень останніх по днях:

1 тип. Доба, протягом якої геліо- та вітрові ресурси є значними. Такий тип спостерігається у багатьох випадках, коли змінюється погода, коли надходять або утворюються циклони. У такий день хмари незначних розмірів переміщуються по небу та спричиняють значні коливання потужності сонячної установки протягом світлої частини доби. Швидкість вітру є також значно мінливою. Відповідно до цього у такий день і сонячна, і вітрова установка можуть виробити достатню кількість енергії.

2 тип. Доба, коли значними є сонячні ресурси, а вітрові є мінімальним. Такому типові відповідають дні з характерною антициклонічною погодою. Тоді фотобатареї можуть виробити необхідну кількість енергії, а ВЕУ – ні.

3 тип. Доба зі значними вітровими та мінімальними сонячними ресурсами. Цьому типові, навпаки, відповідають дні з інтенсивною циклонічною діяльністю, періоди проходження холодних атмосферних фронтів. Відповідно виробіток необхідної кількості енергії може забезпечити тільки ВЕУ.

4 тип. Доба, коли вітер і сонце є одночасно мінімальними. Спостерігається, при проходженні теплих фронтів та при розвитку мікроциркуляційних процесів, особливо за інверсії температури приземного шару повітря. У такий день ні ВЕУ, ні фотобатарея не можуть забезпечити виробіток необхідної кількості енергії. Споживання необхідної енергії можуть забезпечити тільки акумуляторні потужності.

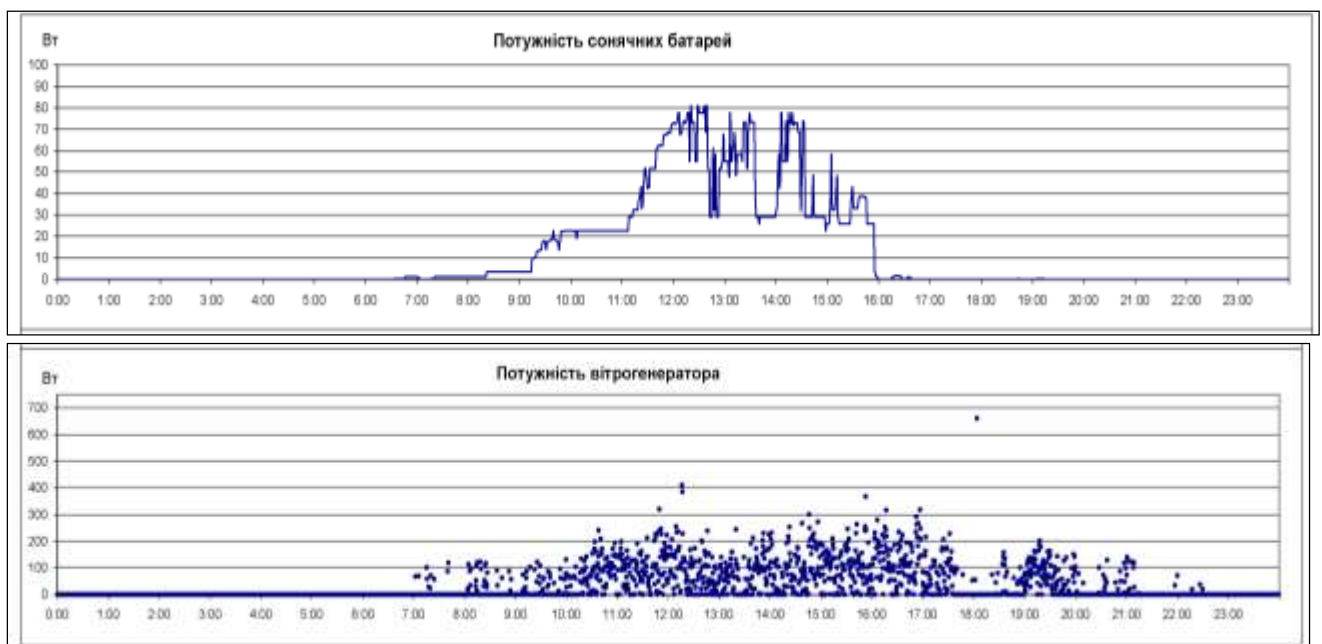


Рис. 7.9. Приклад першого типу енергоресурсів

Для Київського регіону динаміка розрахункового виробітку енергії вітроустановкою є вкрай нерівномірною, що пов'язано з особливостями вітрового режиму території. Найбільші значення швидкості вітру спостерігаються під час інтенсивної циклонічної діяльності та проходженні холодних фронтів, повторюваність яких є найбільшою у зимовий період. Тому максимальні значення вітроенергетичних ресурсів спостерігаються в період з листопада по квітень. Так, кількість діб, коли виробіток енергії перевищував 5 кВт.год, у січні складає 15, у лютому – 17, у грудні – 10, у березні – 14. Аналогічна величина для літнього періоду складає для травня – 11, червня – 8, липня – 4, серпня – 6 діб.

Протягом літнього періоду циклонічна діяльність послаблюється та повторюваність низьких швидкостей вітру стає найбільшою. Тому повторюваність діб з мінімальним виробітком енергії (меншим за 1 кВт.год) є максимальною протягом літніх місяців та складає: у червні – 4, у липні – 10, у серпні – 7 діб. Для порівняння ця величина у зимові місяці складає: у грудні – 3, у січні – 1, у лютому – 1 добу.

Можна вказати на деякі відміни між динамікою виробітку енергії ВЕУ та ФБ при однаковій встановленій потужності. По-перше, річний виробіток вітроустановки в середньому в 2,5 рази перевищує виробництво енергії сонячними батареями. По-друге річний виробіток енергії сонячними батареями є більш постійною величиною у порівнянні з виробітком енергії вітроустановкою. Річні дійсні вітрові ресурси можуть змінюватись в різні роки в межах як мінімум 20%, дійсні сонячні – 10%. По-третє, для сонячних батарей характерні менші амплітуди добових сум ресурсу. Так, добовий виробіток енергії ФБ коливається від 0 до 3,2 кВт.год протягом року, а вітроустановки – від 0 до 15 кВт.год. Це означає, що при комплексному використанні сонячних та вітрових установок встановлена потужність сонячних батарей має перевищувати встановлену потужність вітроустановки. По-четверте, для геліоенергетичних ресурсів менш частими є періоди (більше доби), коли потенційне виробництво енергії дорівнює нулеві, тобто це характеризує останні як джерело більш постійного постачання енергії, ніж вітроенергетичні ресурси. Потрібно відмітити, що мінімальний розрахунковий виробіток, який спостерігається при відсутності сонячного сьйва складає 0,2 кВт.год, що є результатом осереднення експериментальних даних. Для більшості діб, коли пряма сонячна радіація відсутня та виробіток енергії здійснюється тільки за рахунок розсіяної радіації, така величина виробітку енергії є достовірною. Важливо відмітити, що повторюваність діб з нульовим розрахунковим виробітком енергії збільшується у зимовий період.

Таким чином, динаміки дійсних вітрових та сонячних ресурсів в цілому протягом року є майже діаметрально протилежними. Тому доцільним виглядає використання динаміки комплексних геліо-вітроенергетичних ресурсів, що можуть бути виражені через показник добових співвідношень геліо-вітроенергетичних ресурсів.

Так, у січні найбільшу повторюваність має 3-й тип ресурсів, що за досліджуваний період змінювався від 10 діб до 23. Мінімальну повторюваність мав 2 тип: від 0 до 4 діб. Значну частку також має 4 тип: 5-15 діб, що говорить про необхідність використання додаткових джерел енергії у цей період або потужностей, що здатні акумулювати енергію. Також слід відмітити, що тривалість

періоду з 4 типом ресурсів складає в середньому 2-3 доби (максимум 8 діб) – на таку середню тривалість мають бути розраховані акумулятори гібридної системи.

У березні найбільшу частку займали 1 тип та 3 тип. Повторюваність 2 типу збільшується та складає в середньому 5 діб. Частка 4 типу значно коливається у досліджувані роки: від 2 до 9 діб.

У квітні значно збільшується повторюваність 1 типу – до 25 діб, зростає частка 2 типу та зменшується частка 3 типу (3-11 діб). Повторюваність 4 типу також зменшується, та його безперервна тривалість не перевищує 2 доби.

Травень характеризується також високими значеннями повторюваності 1 та 2 типів, та мінімальними значеннями повторюваності 3 та 4 типів, причому безперервна тривалість 4 типу є мінімальною – складає 1 добу.

У липні значно збільшується частка 2 типу: максимальна повторюваність склала 23 доби, причому безперервна тривалість цього типу склала 12 діб. Дещо зменшуються значення повторюваності 1 типу, проте у окремі роки залишаються високими та складають 16 діб. Повторюваності 3 типу є мінімальними та складають від 0 до 4 діб. Такі ж самі значення мають і повторюваності 4 типу, причому безперервна тривалість є мінімально можливою.

У вересні дещо зменшується повторюваність 2 типу, проте у багатьох випадках залишається найбільшою, повторюваність 1 типу залишається такою ж як і у попередній місяць, проте продовжують збільшуватися показники 3 та 4 типів. Період безперервної тривалості 4 типу ДСГВЕР в одному випадку збільшується до 3 діб.

Для листопада характерне значне переважання 3 типу, повторюваність якого складає від 10 до 19 діб. Повторюваність інших типів значно розрізняється з роками, проте для більшості випадків характерні високі повторюваності 1 та 4 типів.

У грудні розподіл діб за типами залишається таким, як і у листопаді.

Таким чином, внески дійсних вітрових та сонячних ресурсів значно розрізняються у різні пори року, проте разом надають можливість протягом більшої частини року (у середньому 80%, або 295 діб), забезпечувати виробіток необхідної кількості електричної енергії. Тобто комплексне використання сонця і вітру робить енерговиробництво більш стійким у часі. Проте залишається в середньому 70 діб у році, в які виробіток енергії не є достатнім. Така проблема може вирішуватись за допомогою використання акумуляторів (аналогічних пристроїв).

Лекція 8

Можливості сумісного використання вітрової та сонячної енергії в кліматичних умовах України. Застосування акумуляторів енергії як один із заходів підвищення надійності та стабільності енергопостачання

Розрахунок можливих режимів генерування електроенергії вітровими та сонячними установками

Одним з головних недоліків відновлюваних джерел енергії, зокрема сонячної та вітрової, є нерівномірність і певна непередбачуваність їхнього часового розподілу. На практиці ця проблема вирішується декількома шляхами.

По-перше, це підключення до загальної електричної мережі. Під час роботи енергетичної установки використовується її власна вироблювана енергія, під час її простою споживається енергія з мережі. Крім того, коли енергетична установка виробляє енергію, але потреби в її використанні на місці немає, енергію можна подавати до електричної мережі. Такі способи використання сонячних та вітрових установок є досить поширеними в країнах Західної Європи.

По-друге, проблема може вирішуватись встановленням потужних акумуляторних батарей, що використовуються разом з вітровими або сонячними установками малої потужності. Але тут проблемою є висока вартість таких акумуляторів.

По-третє, нерівномірність часового розподілу природної енергії може долатись використанням гібридних систем, що складаються з різних типів установок альтернативної енергетики.

Останнім часом набувають широкого використання саме гібридні системи, що включають до себе сонячні та вітрові установки, а також акумуляторні батареї. Використання таких систем має значні кліматичні передумови в помірно-континентальних областях земного шару, де циркуляція атмосфери здійснюється у вигляді циклонічної та антициклонічної діяльності. Останні створюють кліматичні передумови для антисиметрії динаміки сонячних та вітрових енергоресурсів протягом року.

Особливості вітрового потенціалу України

Розподіл вітрів на Україні характеризується географічними закономірностями, а саме циркуляцією атмосфери, рельєфом території і шерехатістю поверхні. Ландшафтні умови місцезположення метеорологічних станцій впливають як на швидкість вітру, так і на його напрямок. Вирішальний вплив на показання флюгера має ступінь відкритості його місцезположення.

Розподіл тиску. Просторовий розподіл атмосферного тиску є передумовою виникнення баричного градієнту, котрий визначає повітряну циркуляцію на різних просторових рівнях. В зимовий період на Україні середній тиск повітря на рівні моря знаходиться в межах 1015—1025 мб. В січні найбільший атмосферний тиск (вище 1022 мб) в багаторічному розрізі приурочений до південно-східної частини Гірських Карпат і південно-західної частини лісостепової зони (Прут-Дністровської лісостепової області, західної Придніпровської підобласті і північної лісостепової області Молдавського підвищення). На крайньому сході України (Айдарська степова підобласть та Донецька фізико-географічна область) також спостерігається область підвищеного тиску (вище

1022 мб). Влітку характер розподілу атмосферного тиску різко змінюється. На відміну від січня, коли ізобари в основному мають широтний напрямок, в червні ізобари набувають субмеридіонального напрямку. Максимальне значення середнього тиску повітря (вище 1013 мб) приурочене до області Гірських Карпат, західної частини Українського Полісся та лісостепової зони. Мінімальне значення середнього тиску повітря (нижче 1011 мб) спостерігається в Айдарській підобласті степової зони, Ізобара 1012 мб проходить приблизно через Коростень–Умань–Миколаїв. На схід від цієї зони тиск повітря нижче, а на захід – вище 1012 мб. Такий розподіл атмосферного тиску повітря певною мірою зумовлює напрямок, а градієнти тиску – переважаючу швидкість вітру.

Циркуляція повітряних мас. Циркуляція повітряних мас над територією України зумовлена, перш за все, її положенням в загальноєвропейській баричній системі, а вже потім – особливостями місцевого баричного поля. Основною формою циркуляції над Україною, як і над іншими територіями середніх широт, є циклонічна і антициклонічна діяльність. Внаслідок цього на Україну надходять і різні повітряні маси: від арктичних, середня багаторічна повторюваність яких становить за рік близько 10%, до тропічних, повторюваність днів з ними дорівнює 20%. Циклони рухаються на Україну здебільшого в холодний період року – з листопада по березень (в середньому 10–13% на місяць), коли спостерігають найбільші контрасти температури між холодним суходолом і відносно теплим океаном. Через це в зимовий період на більшій частині території України спостерігаються вітри, швидкість яких перевищує 5 м/с. Сюди відносяться Лівобережжя лісостепової і степової зон, степова область Рівнинного Криму, східна частина лісостепової області Волинської височини, центральна і східна частина степової області південних схилів Придніпровської височини і Бузько-Дніпровська степова область Причорноморської низовини. Така швидкість вітру зафіксована також вздовж Дністра – від його гирла до північної межі Молдови.

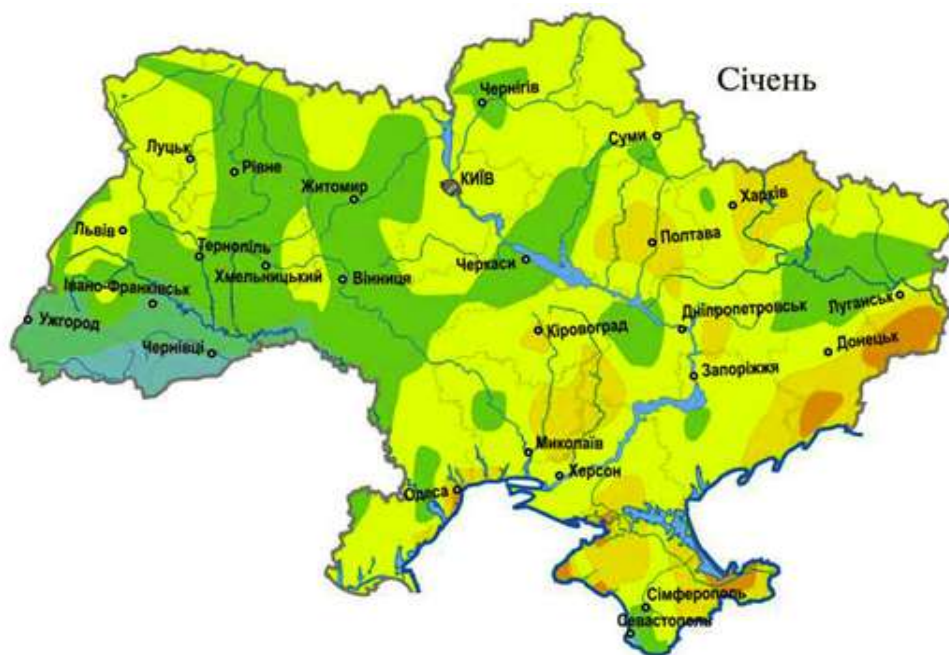




Рис. 8.1. Зимовий характер вітрів

В центральній частині лісостепової зони середні швидкості вітру взимку досягають 4–5 м/с, менше в фізико-географічних областях Передкарпаття, Закарпатської низовини, Південного берега Криму і в підобласті передгір'я Кримських гір. Таким чином, в зимовий період на висоті 16 м майже по всій Україні швидкості вітру перевищують 4 м/с, значну частину займають території із середньою швидкістю вітру більше 5 м/с. Районів із швидкістю менше 3 м/с на висоті 16 м за цими даними на території України взимку не виявлено.

Весною ділянки території із швидкістю 5 м/с і більше скорочуються порівняно з зимовим періодом, але й вони займають ще значні території (південний схід і південний захід України). Майже вся лісостепова зона характеризується швидкостями вітру 4 – 5 м/с. Середні швидкості вітру менші 4 м/с спостерігаються в тих же фізико-географічних областях, що і взимку. Правда, у фізико-географічній області Південного берега Криму швидкість вітру на висоті 16 м у весняний період менша 3 м/с (Алушта: зима – 3,5 м/с, весна – 2,8 м/с). На півночі України (фізико-географічні області Полісся, центральні частини північної лісостепової області, областей Придніпровської височини і Подільської височини) спостерігаються середні швидкості вітру в межах 3–4 м/с.

Перехід до *теплого півріччя* характеризується значно більшим впливом на метеорологічний режим території України радіаційного фактора і впливом підстилаючої поверхні Землі. Процеси переміщення (адвекції) поступово згасають при зменшенні температурних контрастів між морем і сушею. Якщо розглядати початок теплого півріччя з точки зору умов циркуляції, то він пов'язаний із значним послабленням впливу північно-східного і східного напрямку переносу повітряних течій.

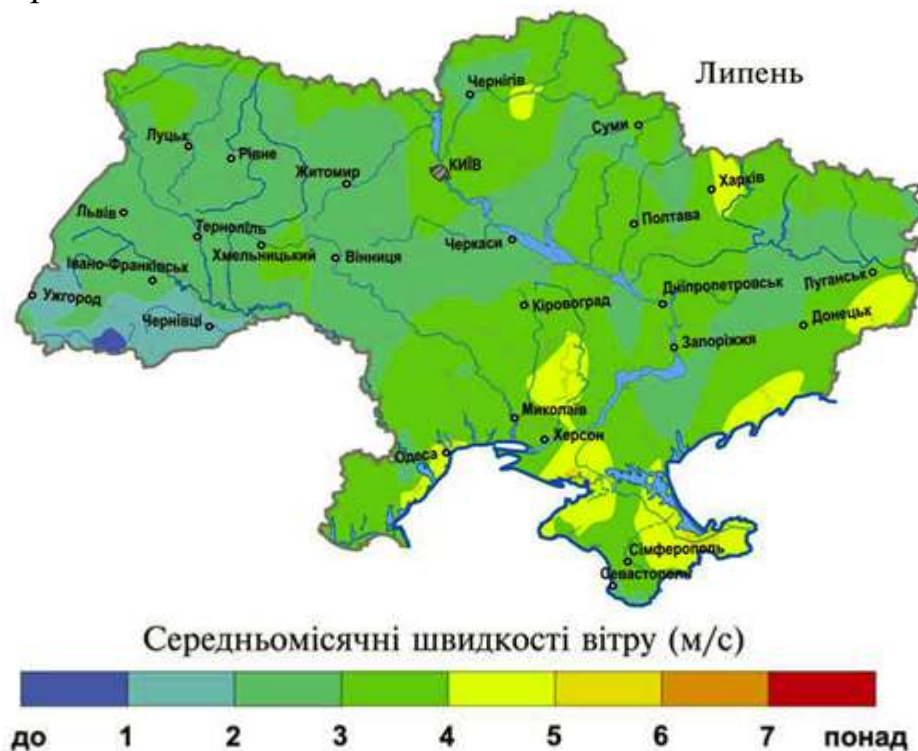


Рис. 8.2. Літній характер вітрів

Влітку безпосереднє вторгнення арктичного повітря майже повністю відсутнє. Весною ж вони зумовлюють «повернення холоду», що спричиняє значні похолодання і заморозки на Україні. Поступово руйнується Азіатський антициклон внаслідок швидкого прогріву материка. Вплив цього антициклону проявляється тільки в квітні, коли в його систему надходять з заходу, північного заходу, а інколи з північного сходу нові антициклонічні утворення. Над територією України вони представлені у вигляді відрога, орієнтованого зі сходу. В літній період середня швидкість вітру > 5 м/с на висоті 16 м практично не спостерігається. Так, із розглянутих близько 100 метеорологічних станцій така швидкість зафіксована лише на семи метеорологічних станціях (Хорли – 6,1 м/с; Новобердянський маяк – 5,1; Ай-Петрі – 6,3; Феодосійське лісництво – 6,4; Мисове – 6,0; Киз-Аульський маяк – 7,9; Пожижевська полонина – 5,0 м/с). Швидкості вітру у багаторічному розрізі практично майже на всій території знаходяться в межах 3–4 м/с. Лише невелика зона узбережжя Чорного і Азовського морів характеризується середніми швидкостями вітру більше 4 м/с. Середні швидкості вітру > 5 м/с спостерігаються тільки в зоні узбережжя Чорного і Азовського морів і східній частині Донецької фізико-географічної області. Невелика ділянка з такими ж швидкостями відмічається в східній частині лісостепової області Волинської височини. На Лівобережжі лісостепової зони, центральній і північно-східній провінціях степової зони, Вінницькій лісостеповій області Подільської височини і Придністровсько-Подільській лісостеповій області середні швидкості вітру на висоті 16 м дорівнюють 4–5 м/с. Місцеве баричне поле визначається типом і термічним режимом підстелюючої поверхні. Баричні градієнти є найбільшими у місцях термічних контрастів, перш за все у береговій смузі морів і навіть водосховищ, де через це виникають місцеві вітри. Місцеві вітри виникають також біля певних форм рельєфу, отже вони накладаються на більш загальну циркуляцію повітря у приземному його шарі. Через це для розміщення ВЕС суттєво виявляти локальні ділянки місцевості, котрі є найбільш сприятливими.

Цілорічні показники

Середні швидкості вітру 3–4 м/с спостерігаються в центральних частинах лісостепової і степової зони, Чернігівському Поліссі, північній частині Полтавсько-Роменської лісостепової області Придніпровської низовини і підобласті передгір'їв Кримських гір. Таким чином, протягом всіх сезонів середні швидкості вітру на висоті 16 м по всій території України не бувають менше 3 м/с, за винятком невеликої ділянки фізико-географічної області Південного берега Криму (район Ялти), де середня швидкість навіть взимку дорівнює лише 2,4 м/с. Особливо значні середні швидкості (> 5 м/с) характерні для лісостепової області Волинської височини, півдня і південного сходу степової зони. Весною на більшій частині території України переважають середні швидкості вітру 4–5 м/с, влітку – 3–4 м/с. Восени майже на всій лісостеповій зоні спостерігаються швидкості вітру в межах 3–4 м/с. Лише на невеликих ділянках узбережжя Чорного і Азовського морів середні швидкості вітру перевищують 5 м/с. Степова зона, за винятком Старобільської степової області південних відрогів Середньо-Руської височини, характеризується швидкостями вітру 4–5 м/с. Найбільша се-

редньорічна швидкість вітру (6 м/с) спостерігається в південно-східних та південних районах степової зони України. В північно-західних районах зони Українського Полісся (зона змішаних лісів) також відмічаються значні середньорічні швидкості вітру (4-5 м/с). Порівняно невеликі середньорічні швидкості вітру спостерігаються в західних і центральних районах лісостепової і степової зони України, де вони досягають 3-4 м/с.

Сонячні енергетичні ресурси України

Середньорічна кількість сумарної сонячної радіації, що поступає на 1м² поверхні, на території України знаходиться в межах від 1070 кВт-год/м² в північній частині України до 1400 кВт-год/м² і вище в АР Крим.

Потенціал сонячної енергії в Україні слід розглядати з точки зору можливостей теплопостачання (перш за все для нагрівання води в сонячних колекторах), тобто ефективності використання геліоенергетичного обладнання, і для виробництва електричної енергії у сонячних перетворювачах, тобто з фотоенергетичної точки зору. У обох відношеннях він є достатньо високим, практично в усіх регіонах України. Термін ефективної експлуатації геліоенергетичного обладнання в південних областях України - 7 місяців (з квітня по жовтень), в північних областях 5 місяців (з травня по вересень). Фотоенергетичне обладнання може достатньо ефективно експлуатуватися на протязі всього року.

Режим сонячної радіації

На території України спостерігається суттєва диференціація показників і режиму надходження сонячної радіації. Для виявлення потенційних можливостей розвитку геліоенергетики перш за все необхідно мати відомості про режим сонячної радіації конкретної місцевості. Він залежить, як відомо, від астрономічних факторів, включаючи й широту місця, й від географічних факторів: стану атмосферного повітря у даній місцевості й характеру підстелюючої поверхні – рельєфу (особливо експозиції й крутизни схилів), ґрунтового-рослинного покриття й господарчої діяльності, що проявляється і через названі чинники, а також окремо (забудова, промислові викиди, зміни альbedo тощо).

Астрономічний фактор. Користуючись розподілом сонячної радіації протягом року по широтах місцевості, можна визначити відповідні показники для даної широти місцевості у певний період часу, що дає можливість розглянути закономірності географічного розподілу сумарної радіації та її компонентів на досліджуваній території. Найпростішими ці закономірності будуть на рівній відкритій місцевості при ясному небі, коли розподіл сонячної радіації визначається лише астрономічними факторами та прозорістю атмосфери. Залежність місячних та добових величин сумарної радіації від географічної широти має місце протягом усього року. Найбільш ясно вона проявляється взимку: в січні на півдні України сумарна радіація на 60% більше, ніж на півночі. В липні це збільшення не досягає і 3%. Залежність сумарної радіації від широти пояснюється перш за все такою ж залежністю місячних величин прямої радіації. Місячні величини розсіяної радіації в межах України від широти практично не залежать.

Теплий період року є найбільш сприятливим для використання енергії сонячної радіації, бо мінливість сумарної та прямої радіації по території порів-

няно мала: різниця між ними для північних і південних районів становить всього 3–8%. В той же час для середніх умов хмарності така різниця дорівнює 15–30%, остання є наслідком впливу *хмарності*, кількість якої влітку в південних районах значно менша, ніж в північних.

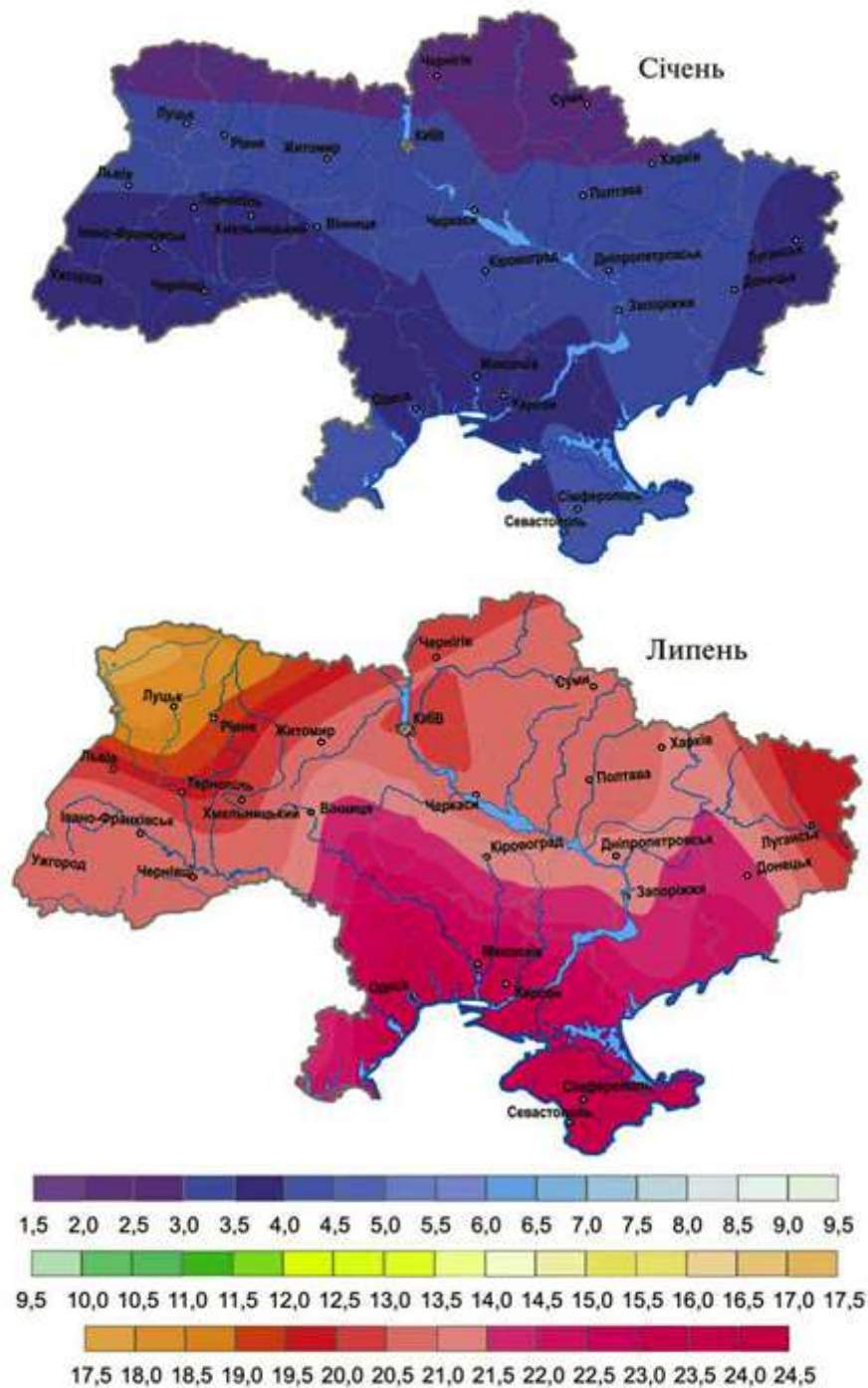


Рис. 8.3. Середні добові величини сумарної радіації (МДж/м²)

Взимку та восени показники сумарної радіації розподіляються в широтному напрямку. Це свідчить про те, що в цей період року головними факторами, які визначають розподіл сумарної радіації, є висота Сонця та тривалість дня. Прозорість атмосфери в цей час теж змінюється через відміни в атмосферній циркуляції й через статистичні показники проходження атмосферних фронтів, циклонів та антициклонів. Але ці зміни тільки підкреслюють широтний розподіл сумарної радіації. Прозорість атмосфери, наприклад, взимку теж змінюється приблизно в широтному напрямку: в січні коефіцієнт прозорості збі-

льшується від 0,743-0,754 в північних районах до 0,759-0,797 в Причорномор'ї та в Криму. В місяці теплового півріччя і, особливо, влітку спостерігається різке порушення широтної зональності в розподілі сумарної радіації. В цей час вплив астрономічних факторів значною мірою перебивається впливом місцевих умов, які зумовлюють відмінності в прозорості атмосфери і стають головним фактором територіальної мінливості сумарної та прямої радіації. Остання в літні місяці становить близько 10–15% середніх величин. Величина сумарної радіації визначається також альбедо підстелюючої поверхні. На схилах зміни сумарної сонячної радіації є найбільш відчутними через вплив експозиції і кута нахилу. Зрозуміло, що геліоустановки можуть орієнтуватись у просторі безвідносно до кута нахилу і експозиції схилу. Однак, від цих показників залежить довжина світового дня (доречно зазначити, що улітку він довший на схилах північних румбів), отже, тривалість сонячного освітлення, а від закритості горизонту схилами – надходження розсіяної радіації, бо яскравість неба за різними румбами суттєво різниться. На крутих схилах, а також у забудові суттєве значення належить відбиттю радіації від схилів і будівель, що може у півтора рази збільшувати надходження сонячних променів безпосередньо на поверхню у даній точці. Особливості розподілу сумарної радіації визначаються взаємодією усіх названих факторів. Роль кожного з них протягом року може істотно змінюватись. Так, астрономічні фактори і територіальна мінливість альбедо відіграють істотну роль в холодний період року. В тепле півріччя домінуюча роль належить стану атмосферного повітря (насамперед хмарності).

Інтегральна оцінка вітрового та сонячного ресурсів

Вихідними для даного дослідження приймаються наступні положення:

- природні ресурси для сонячної та вітрової енергетики наявні на всій території України та змінюються континуально, тобто на регіональному рівні будь-яка ділянка може бути використана для розміщення об'єктів геліо- та вітроенергетики, але їх ефективність буде різною;
- порогові характеристики природних ресурсів не є усталеними та залежать від конкретних технологій та технічних показників сонячних та вітроустановок; отже, є нагальна потреба у диференційованому використанні ВЕУ залежно від параметрів і часового режиму вітру, а також для СЕС від кількості, якості і режиму сонячної радіації;
- енергія, що виробляється такими установками, знаходиться в прямій залежності від базових характеристик природних ресурсів, які вони використовують, з одного боку, та підбору технічних засобів і технологій – з іншого;
- використання ділянок для одного типу установок не перешкоджає використанню тих же ділянок для іншого типу установок, тобто вітрові та сонячні установки можуть бути встановлені одночасно на одній ділянці.

Методика побудови карт

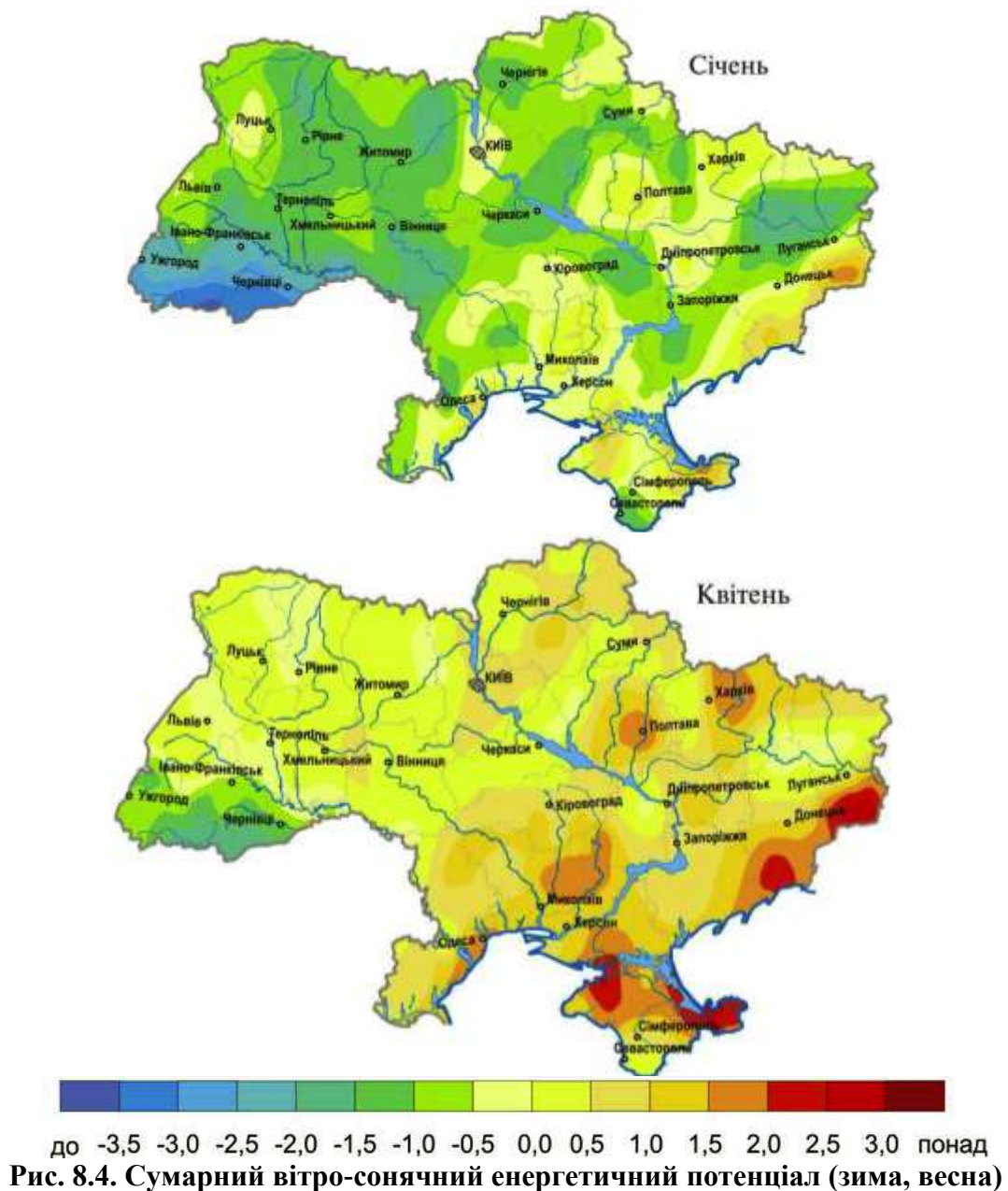
Спираючись на вищевказані положення, були побудовані карти сумарного сонячно-вітрового потенціалу по місяцях за наступною методикою. Були взяті два показники: для характеристики сонячного потенціалу – сумарна сонячна радіація, для вітрового – середня швидкість вітру. За даними метеостанцій були побудовані карти сумарної сонячної радіації та середніх швидкостей вітру по місяцях року. За регулярною сіткою квадратів були зняті значення вищевка-

заних показників (у більш ніж 500 точках рівномірно розташованих по території України). Для вирівнювання ваги показників та придання їм однакової розмірності ці показники були нормовані за дисперсією.

$$X_{ij} = \frac{x_{ij} - \bar{x}_j}{\sigma_j} \quad \bar{x}_j = \frac{1}{n} \sum_{i=1}^n x_{ij} \quad \sigma_j = \sqrt{\frac{1}{n} \sum_{i=1}^n (x_{ij} - \bar{x}_j)^2},$$

де x_{ij} – вихідні показники; $\bar{x}_j$ – середнє арифметичне значення вихідних показників; X_{ij} – нормовані значення вихідних показників; σ_j – середнє квадратичне відхилення значень вихідних показників.

Значення нормованих показників були складені в кожній точці: так було отримано сумарний відносний показник сонячного та вітрового потенціалу. За значеннями цього показника були побудовані карти сумарного потенціалу сонячних та вітрових ресурсів в Україні (рис. 8.4-5).



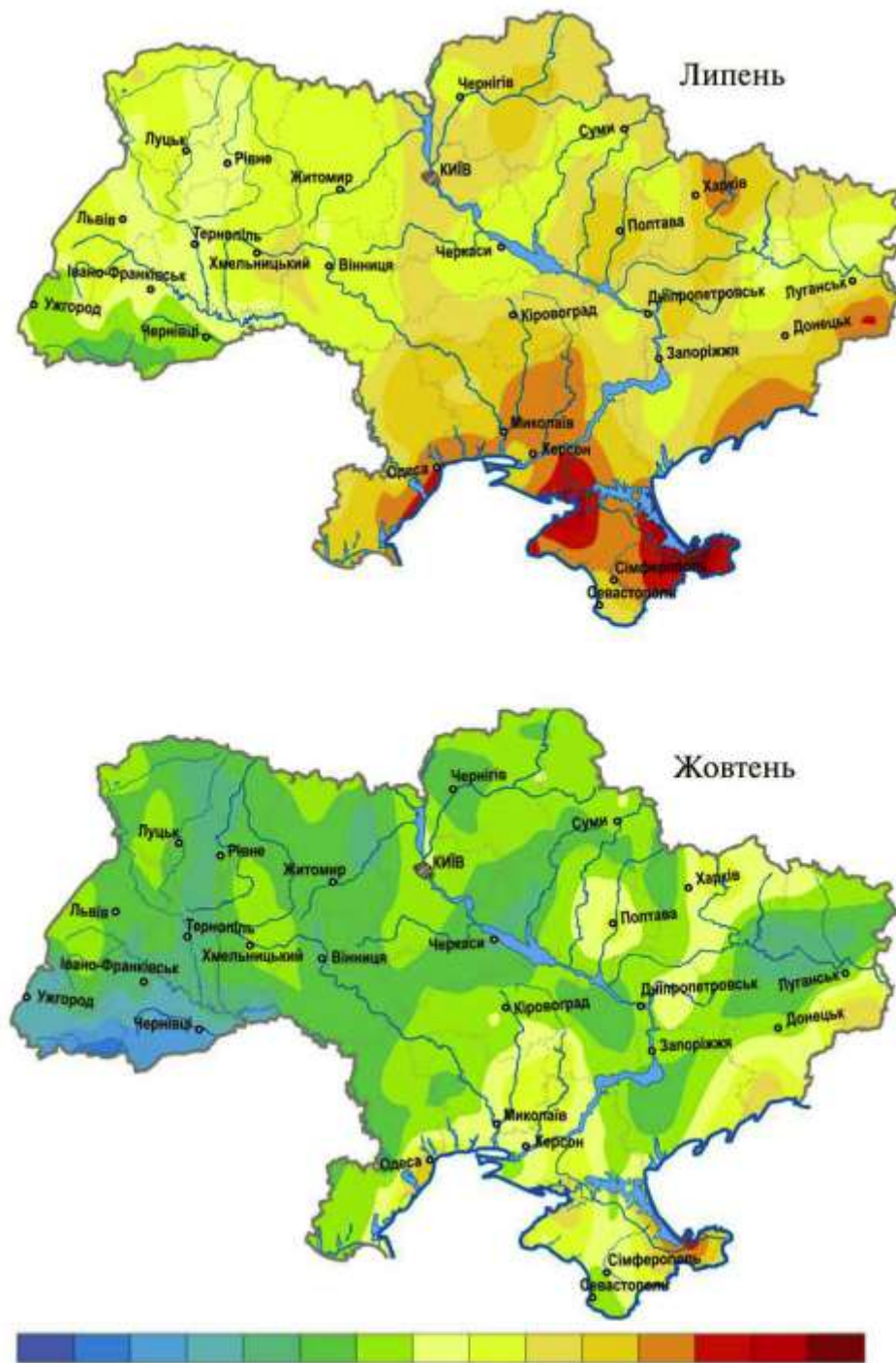


Рис. 8.5. Сумарний вітро-сонячний енергетичний потенціал (літо, осінь)

Для більш детального дослідження часової динаміки сумарного потенціалу були побудовані діаграми динаміки сонячного (рис. 8.6), вітрового (рис. 8.7) та сумарного потенціалу у відносних одиницях по обласних центрах України (рис. 8.8).

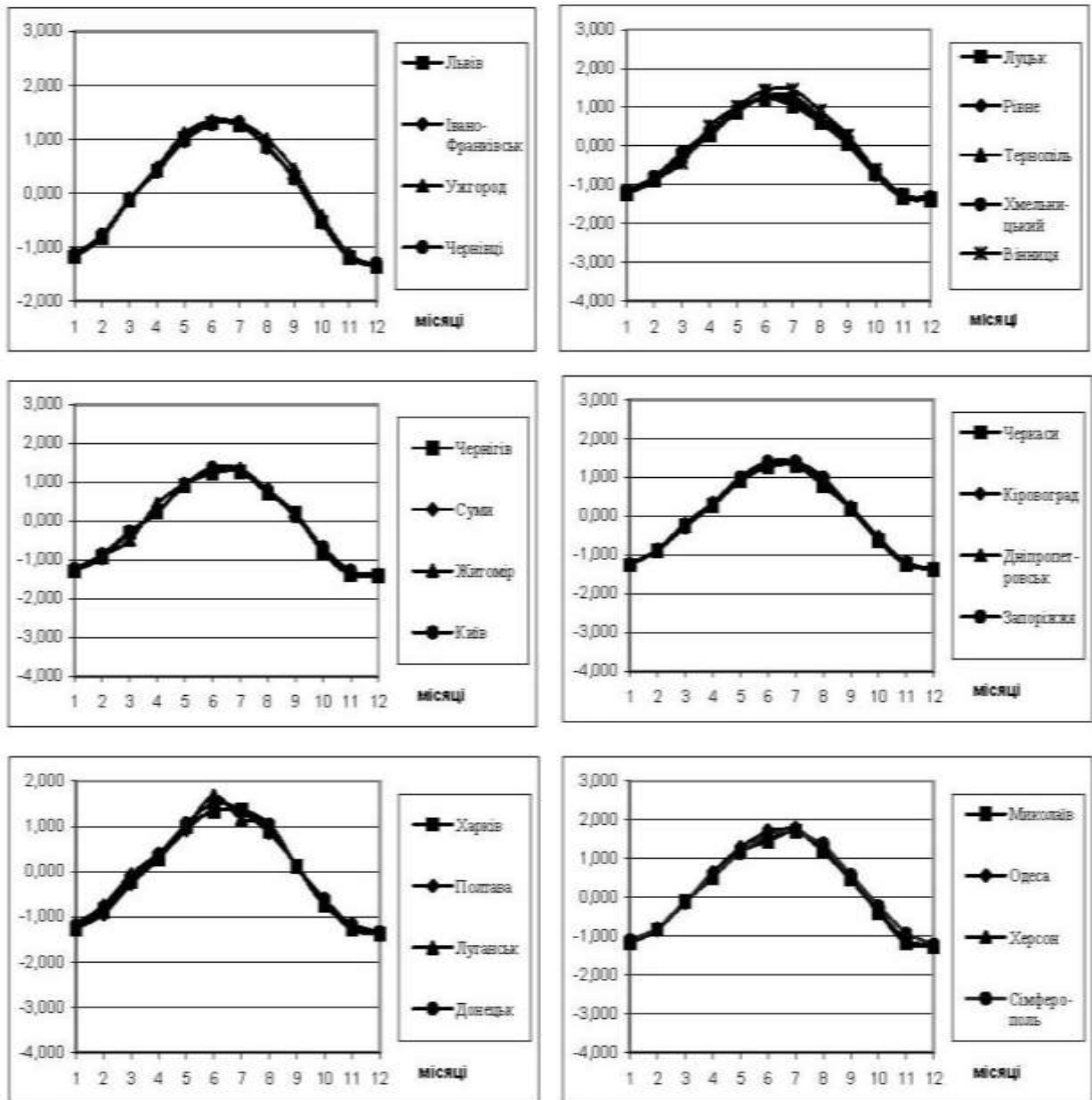


Рис. 8.6. Динаміка сонячного потенціалу по містах України (в.о.)

Поведінка сонячного потенціалу впродовж року очевидно є близькою для різних регіонів України в силу близькості їх географічного розташування. Це не означає рівності їх потенціалів, вони мають помітні відмінності (див. рис. 8.3), причому не тільки в широтному, а і в меридіональному розподілах. Однак ваги окремих місяців у відносних одиницях не зазнають значних змін і є характерними для помірного кліматичного поясу.

Поведінка вітрового потенціалу (рис. 8.7) не є настільки ж однотипною по регіонах, оскільки на характер вітрів більшою мірою впливає навколишній ландшафт. Отже, лісові та степові зони матимуть різний вітровий характер, що особливо помітно на незначних (до 100 м) висотах, де роль підстилаючої поверхні є значною. Особливий характер вітрів також у приморських районах, де долучається вплив бризів.

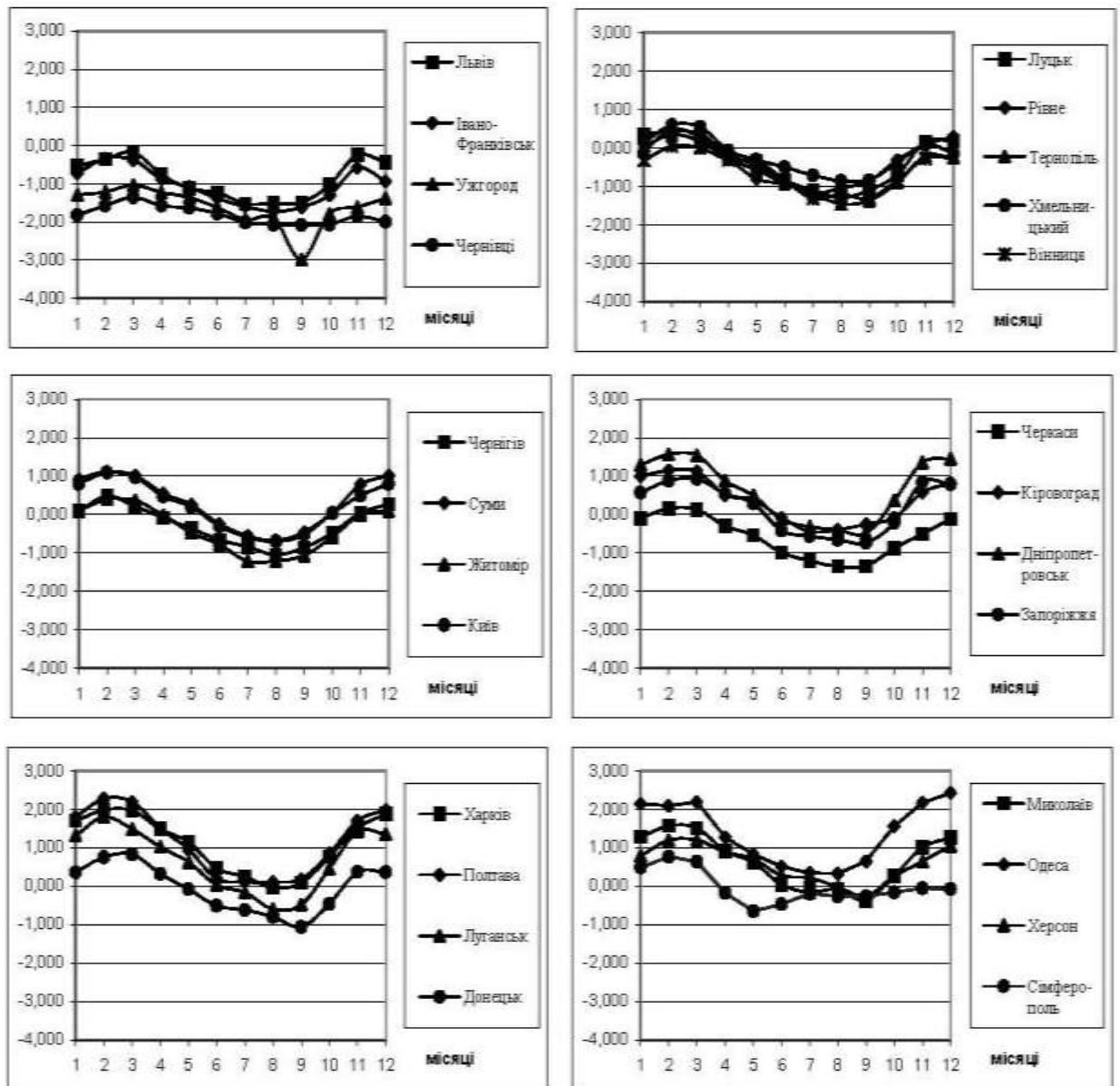


Рис. 8.7. Динаміка вітрового потенціалу по містах України (в.о.)

Динаміка сумарного сонячно-вітрового потенціалу (рис. 8.8-9) являє собою усереднену форму динамік сонячного та вітрового потенціалів. Причому амплітуда коливань сумарного потенціалу протягом року є усередненою між значною амплітудою сонячного та незначною амплітудою вітропотенціалу, з урахуванням вагової частки кожної з складових (так, пропорція 1/1 означає рівні потужності СЕС та ВЕС).

Порівняння кривих означає, що комплексне використання сонячних та вітрових енергетичних установок дає можливість змінювати часову динаміку отримання енергії від поновлюваних джерел, чого б неможливо було досягти, використовуючи один вид альтернативної енергетики. Крім того, цю динаміку сумарного потенціалу можна змінювати, відповідно до потреб в енергії у різні пори року. Останнє досягається знаходженням оптимального співвідношення між кількістю або потужністю сонячних та вітрових установок. Так, якщо надавати вагу показникам сонячного та вітрового енергопотенціалів, крива сумарного потенціалу буде змінюватись наступним чином: при збільшенні долі сонячної енергетики сумарний потенціал в літні місяці збільшується, а в зимові зменшується; при збільшенні долі вітрової енергетики крива сумарного потен-

ціалу поступово вирівнюється, далі починає збільшуватися потенціал зимових місяців, а літніх місяців зменшуватися. Наприклад, при співвідношенні сонячного та вітрового потенціалів між 0,5/1 та 0,3/1 криві сумарного потенціалу майже вирівнюються, їм притаманні незначні максимуми навесні та незначні мінімуми восени. Це прийнятно для територій з незмінною протягом року динамікою споживання енергії, що в деякій мірі відповідає промисловим районам України.

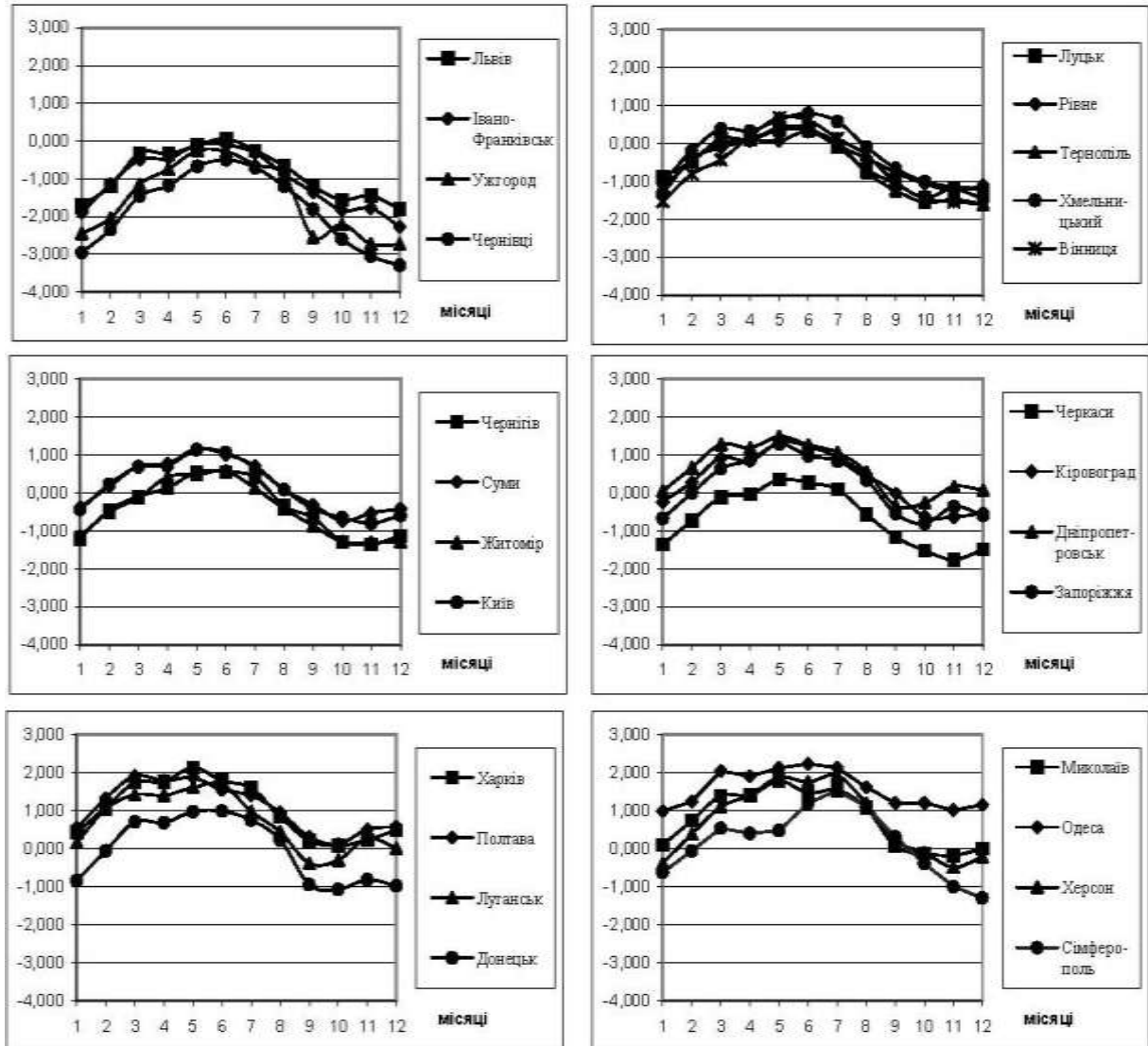


Рис. 8.8. Динаміка сумарного сонячно-вітрового потенціалу по містах України (співвідношення 1/1)

При співвідношенні менш за 0,3/1 з'являються характерні зимові максимуми, що прийнятно для північних регіонів України та густозаселених місцевостей, де значна частина енергії витрачається на опалення приміщень. Співвідношення більше 1/1 може бути використане в південних курортних регіонах, де максимуми енергоспоживання приходяться на літній період:

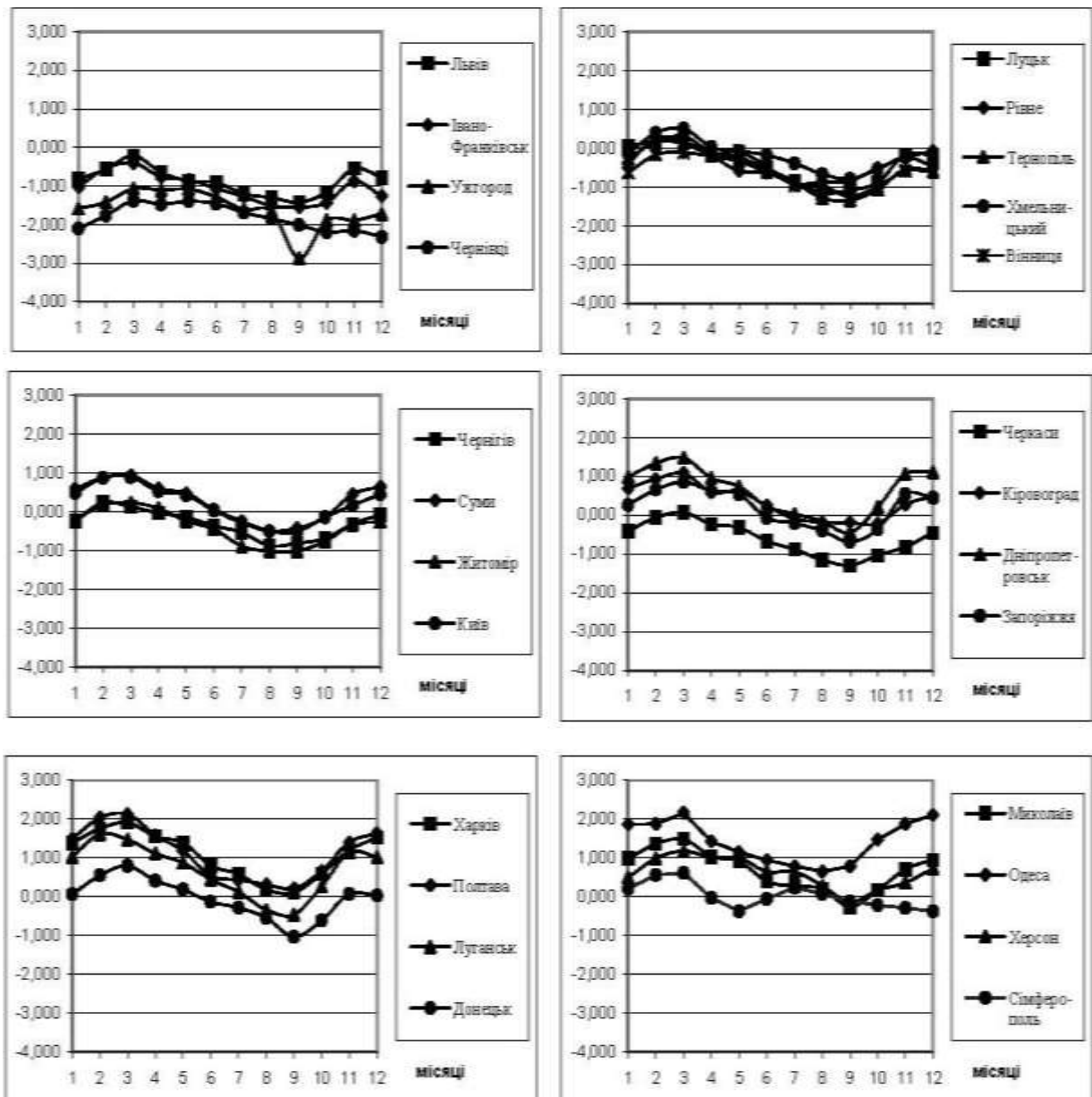


Рис. 8.9. Динаміка сумарного сонячно-вітрового потенціалу по містах України (співвідношення 0,25/1).

Таким чином, поєднання різних поновлюваних джерел енергії дає можливість гнучко використовувати їх потенціал, згладжувати або, якщо потрібно, підсилювати природні коливання викликані циклічністю природних процесів. Перспективним та надзвичайно важливим є пошук та реалізація таких динамік, що відповідали б різним динамікам споживання енергії (в різних місцевостях, у різних галузях господарства).

Приклад суміщення вітрової та сонячної енергії (м.Миколаїв)

Одночасні виміри вітру та інсоляції виконувались в Чорноморському державному університеті протягом 461 доби з серпня 2013р. по жовтень 2014р. Для моніторингу сонячного випромінювання на даху університету було розміщено стенд з двох сонячних фотоелектричних батарей з полікристалічного кремнію потужністю по 25 Вт кожна. Конструкція стенду дозволяє досліджувати вплив орієнтації батарей, та виконувати дослідження з прозорості атмосфери. Для моніторингу швидкості вітру над батареями розташовано анемометр, калі-

брований за допомогою еталонних засобів. Тривалість одного виміру менша ніж 0,1 секунди, а інтервал опитувань – 1 хвилина.

Найбільший вітер був у зимовий період, а найбільше сонця було влітку. Середньодобові значення швидкості вітру на даху університету змінювалися від 0,5 до 5 m/s, за середнього значення приблизно 1,85 m/s. Середньодобові значення фотоструму у безхмарні дні змінювалися від 0,43 А влітку до 0,26 А взимку. За умов великої хмарності (переважно взимку) фотострум зменшується у кілька десятків раз, тому середнє значення на багатоденному інтервалі сягає лише 0,25А, що приблизно у 7 разів менше за максимальний паспортний фотострум батареї.

На рис. 8.10-11 наведено приклади багаточасових варіацій середньодобових значень швидкості вітру (показник 1000 грп анемометра відповідає швидкості вітру приблизно 4,7 m/s) та фотоструму фотоелектричних батарей (максимальний струм батареї приблизно 1,7 А для умов удень влітку).

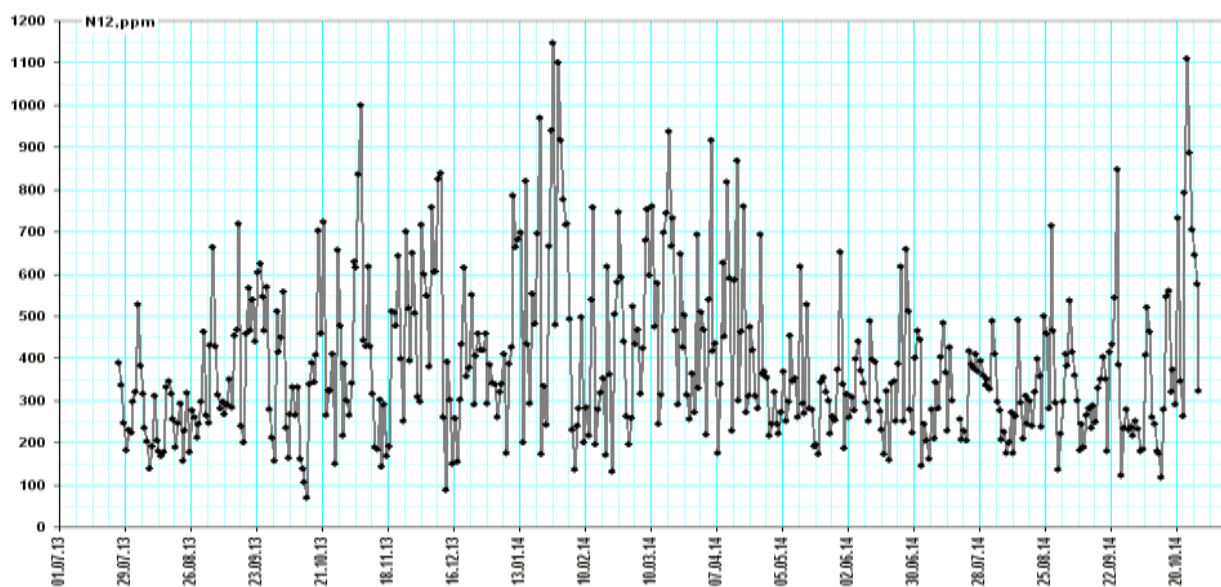


Рис. 8.10. Швидкість вітру (дані анемометра)

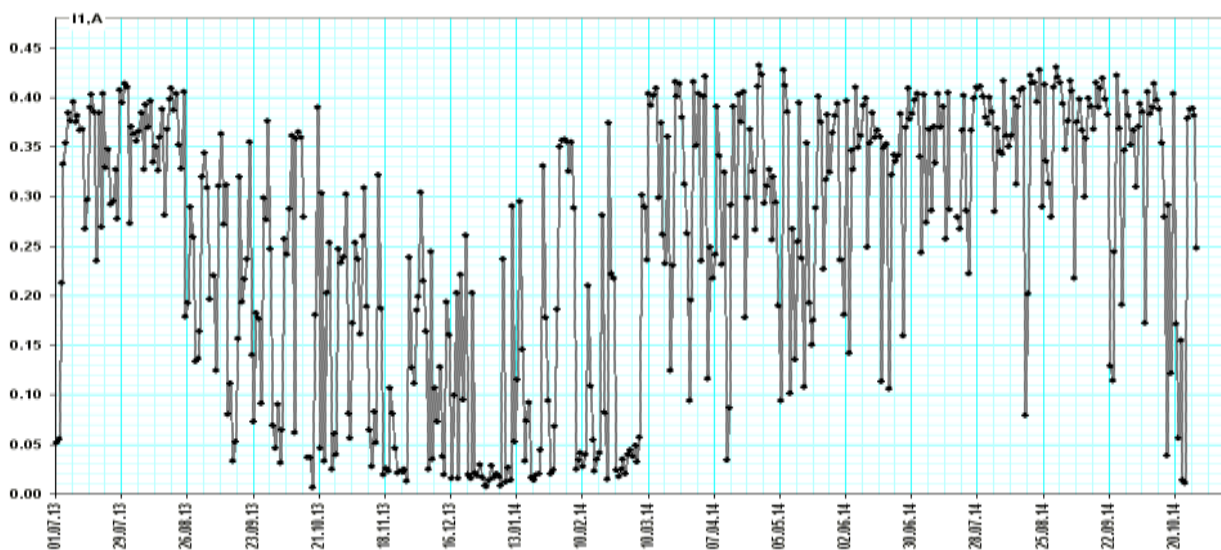


Рис. 8.11. Фотострум (інсоляція)

Для зручності подальших розрахунків значення швидкості вітру та фото-струму було нормовано до відповідних середніх значень. На рис. 8.12 наведено двовимірну гістограму нормованих середньодобових значень швидкості вітру та інсоляції. Поряд з відповідною віссю наведено звичайну, одновимірну гістограму ймовірності певних значень вітру, або інсоляції. Середнім значенням вітру та інсоляції відповідає точка з координатами (1; 1) на двовимірній гістограмі. Гістограма інсоляції має дві моди: з максимумами біля 1,6 – безхмарні умови влітку, та 0,2 – умови підвищеної хмарності взимку. Гістограма вітру має один максимум біля значення 0,8.

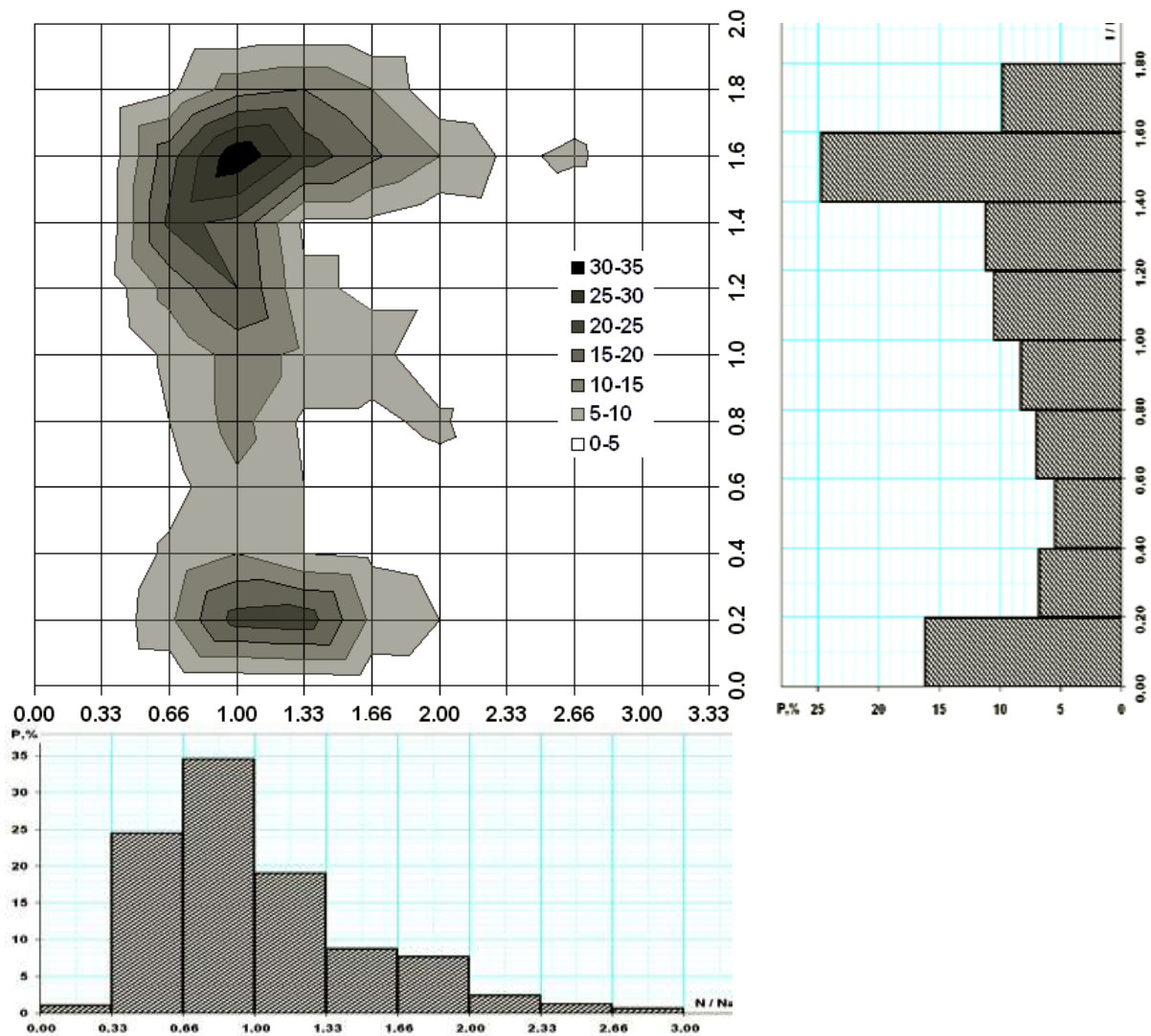


Рис. 8.12. Взаємна статистика швидкості вітру (горизонтальна вісь) та інсоляції (вертикальна вісь)

На двовимірній гістограмі літня мода має координати 1,0 за вітром та 1,6 за інсоляцією, зимова мода – 1,2 за вітром та 0,2 за інсоляцією. Тобто дійсно, вітрогенератори взимку можуть дещо допомагати сонячним батареям. Але в цілому переважають умови, коли є і сонце і вітер, або навпаки - немає ані вітру, ані сонця. Тобто, низька інсоляція - велика хмарність, опади та туман, в Миколаєві тримаються, доки їх не прожне вітер. Випадки, коли вітер допомагає сонцю, або навпаки, трапляються не дуже часто.

Акумулявання

Для забезпечення надійного енергопостачання в умовах недостатнього надходження сонячної або вітрової енергії, необхідно мати можливість накопичення – акумулявання енергії. Природно, що ємність акумуляторів повинна бути тим більшою, чим триваліші «провали» у надходженні енергії. Фактично, акумулятори виконують операцію осереднення пульсацій енергії на певному часовому інтервалі.

Для визначення впливу акумулявання енергії було виконано розрахунки «ковзаючого» середнього для нормованих середньодобових значень енергії за умов усереднення на інтервалах 1–7 діб. Відповідні результати наведено на рис. 8.13 у вигляді гістограм ймовірності для 4 значень тривалості усереднення – 1, 3, 5, 7 діб. Наведено результати окремо для вітру та інсоляції (верхні графіки), та для спільного використання енергій вітру та сонця (внизу) у пропорції 1:1.

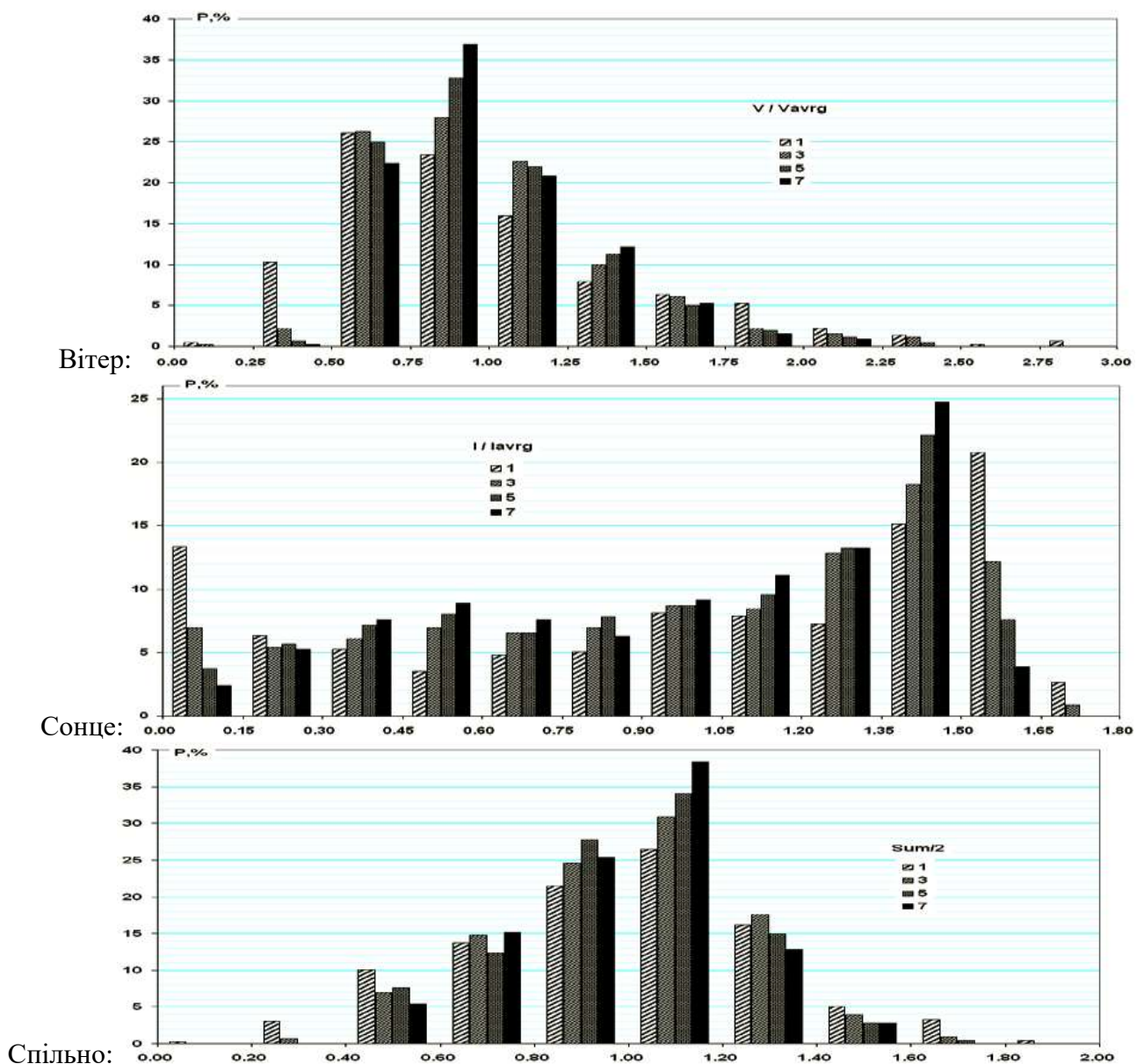


Рис. 8.13 Ймовірності середньодобових значень вітру, інсоляції та їх поєднання для інтервалів усереднення (акумулявання) 1-7 діб.

Ці графіки слід інтерпретувати наступним чином. Розглядається 3 варіанти енергетичного комплексу з однаковою середньорічною потужністю (умовно 1): вітрогенератор, сонячна установка, композиція з вітрогенератора і сонячної установки з середньорічною потужністю по 0,5 кожна. Кожний варіант комплексу має можливість акумулювати енергію протягом 1–7 діб. Користуючись графіками, можна визначити – як часто будуть траплятися умови, коли надходження енергії до споживача буде знаходитися в певному діапазоні потужностей відносно середньорічних значень.

З огляду графіків випливає, що із збільшенням інтервалу усереднення усі гістограми стискаються ближче до середньорічних значень – зменшуються пульсації. Окрім того, з гістограм видно, що випадки низьких значень постачання енергії для вітру трапляються значно рідше, аніж для сонця. Тобто випадки тривалої відсутності сонця протягом кількох діб (тижнів) трапляються значно частіше аніж для вітру. Вітер в умовах Миколаєва є практично завжди.

Для більш визначеної оцінки надійності енергозабезпечення було розраховано інтегральні залежності ймовірності перевищення певного мінімального порогу забезпеченості енергією відносно середньорічного значення.

Для вітру випадків, коли середньодобова потужність опускалась нижче 0,1 від середньорічного значення, не було зареєстровано (0%). Був лише один випадок (0,2%), коли середньодобова потужність опускалась нижче порога 0,2, та 3 випадки (0,7%) – нижче порога 0,3. Достатньо мати акумулятор ємністю на 5 діб, щоб звести ймовірність випадків падіння потужності нижче порогу 0,3 до нуля.

Для сонячної енергії картина значно гірша. Випадки, коли потужність спадає нижче заданого мінімального порогу, трапляються занадто часто. Для мінімального порогу 0,1 і акумуляторів ємністю тільки на 1 добу маємо 41 випадок (9%), а для порогу 0,3 – 90 випадків (20%). Навіть за наявності акумуляторів на 7 діб випадки, коли потужність падає нижче порогу 0,1, мають ймовірність 1,2%, а для порогу 0,3 – 8%.

Досить оптимістичний вигляд мають результати для композиції засобів вітрової та сонячної енергії. Достатньо мати акумулятор ємністю на 2 доби, щоб гарантувати, що потужність не впаде нижче порогу 0,3 від середньорічного значення. Враховуючи вартість технічних засобів вітряної та сонячної енергетики, а також систем акумулювання, можна знайти оптимальне за економічною рентабельністю рішення щодо співвідношення відповідних потужностей.

Акумулятори є важливою та чи не найдорожчою частиною альтернативних систем. Від їх якості і ємності залежить надійність і комфортність експлуатації енергетичної установки. Не кожна акумуляторна батарея може бути використана в гібридному комплексі «вітрогенератор+фотоелектричні модулі». Акумулятори в такому комплексі повинні відповідати особливими технічними характеристикам і підвищеною надійністю, з можливістю тривалих і глибоких циклів заряду-розряду.

Інший приклад суміщення вітрової та сонячної енергії (Мелітопольський район) використовує одночасні виміри вітру та інсоляції протягом двох років. Осереднені за місяць режими характерного споживання окремим населеним пунктом та генерації енергії потенційними ВЕС та СЕС наведено на рис. 8.14.

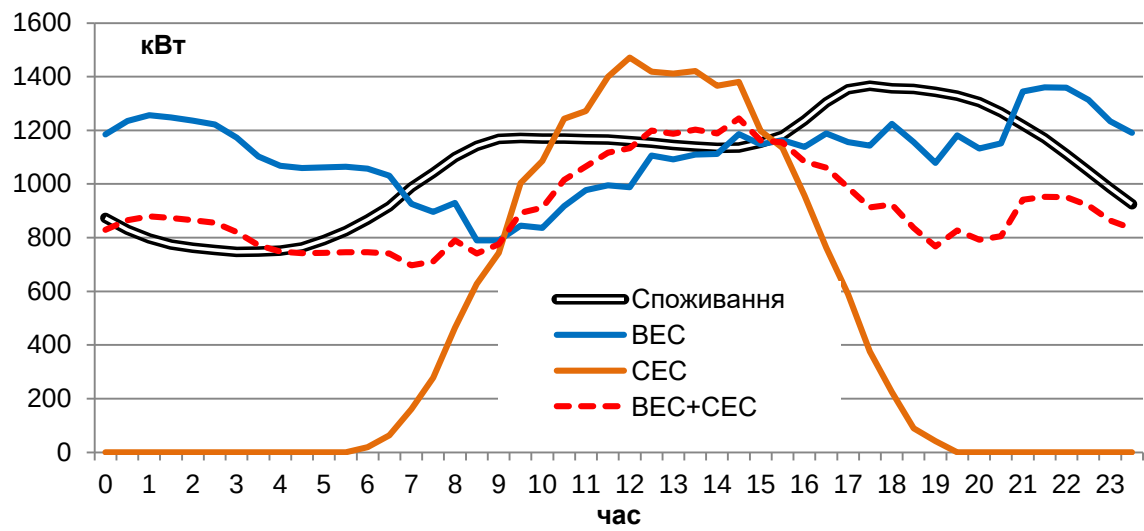


Рис. 8.14 Співвідношення ВЕС до СЕС як 0,7 до 0,3 (номінальні потужності)

Лекція 9

Комплексне використання різнотипних ВДЕ. Можливості поєднання в одній енергосистемі

Загальний потенціал відновлюваних джерел енергії в Україні

Станом на лютий 2015 р. (дані IRENA – International Renewable Energy Agency), річний технічно досяжний енергетичний потенціал відновлюваних джерел енергії України становив 68,6 млн.т нафтового еквіваленту (Мт.н.е.). У одиницях умовного палива це дорівнює 98 млн.т. Ці ж дані визначено Інститутом відновлюваної енергетики НАН України. Цього достатньо, щоб замінити приблизно половину загального енергоспоживання України.

Енергія вітру: загальний вітровий потенціал України оцінюється в 16-24 ГВт (ДТЕК, Всесвітня асоціація вітроенергетики). 16 ГВт вважають економічно обґрунтованим потенціалом. Найбільш перспективні регіони – південний та південно-західний, де середня річна швидкість вітру на висоті 80 метрів перевищує 7,5 м/сек. (КабМін, 2014, Держенергоефективності, 2015).

Станом на 2018 рік ці дані було істотно переглянуто в більшу сторону, внаслідок зміни підходу до визначення потенціалу (табл. 9.1).

Таблиця 9.1. Оцінка середньорічного енергетичного потенціалу ВДЕ України

Джерело даних	Вид ВДЕ		Потужність, ГВт	Електроенергія, млрд. кВт·год/р
IRENA, NREL (офшор)	ВЕС	Разом, у т.ч.:	466	1428
		оншор	320	858
		офшор	146	570
	СЕС		71	88
	Всього ВДЕ		537	1516
ІВЕ НАНУ	ВЕС	Разом, у т.ч.:	688	2174
		оншор	438	1190
		офшор	250	984
	СЕС		83	99
	Всього ВДЕ		771	2273
Енергетична стратегія 2035	Всього ВЕС і СЕС		-	25

Енергія сонця. Середньорічна кількість енергії сонячного випромінювання в Україні складає від 1070 кВт·год/м² у північних регіонах до 1400 кВт·год/м² - у південних, і ще більше – на півострові Крим. Сонячне фотоелектричне обладнання можна ефективно експлуатувати впродовж року з піковою ефективністю з квітня до жовтня у південних областях та з травня до вересня - у північних областях. Трансформація сонячної енергії у електроенергію в Україні має відбуватися здебільшого за допомогою сонячних фотоелектричних установок. Сировина та промисловий та інтелектуальний потенціал для їхнього виро-

бництва в країні є і дозволяє задовольнити вітчизняний попит, також будуть можливості розпочати експорт (КабМін, 2014, Держенергоефективності, 2015).

Сонячна теплова енергія. Плоскі колектори, які можуть використовувати і пряме, і дисперсне сонячне випромінювання є найбільш прийнятною опцією для України, зокрема, для північних регіонів. В той же час сонячні колектори, які концентрують сонячні промені, ефективно буде використовувати у південних регіонах.

Біомаса. Україна має великий потенціал для розширення використання біомаси в енергетичних цілях, здебільшого, для теплопостачання. Країна має гігантські ресурси сільськогосподарських та лісогосподарських відходів, які є основною сировиною для установок виробництва тепла та електроенергії з біомаси. В Україні до земель сільськогосподарського призначення належать 42,8 млн. га, або 71% від загальної території країни. 32,5 млн. га сільськогосподарських земель є орними. Більше того, в Україні одні з найбільш родючих ґрунтів в світі, так званий «чорнозем». Це сприяє підтриманню досить високою продуктивності сільського господарства в Україні, незважаючи на низькі обсяги використання добрив (ПроМаркетинг Україна, 2013). Згідно з оцінками Держенергоефективності, економічно обґрунтований потенціал біоенергії перевищує 800 ПДж/рік, що дорівнює чверті загального енергоспоживання України. Половина зазначеного потенціалу енергопостачання припадає на виробництво енергії з сільськогосподарських відходів та деревної біомаси. Інша половина – на енергію, одержувану з енергетичних культур та біогазу

Ресурсний потенціал деревної біомаси в Україні дорівнює 4 Мт щорічно. Деревна біомаса - це відходи лісопилок, лісозаготівлі (гілки, крона дерев), дрова та певна технічна деревина, яка сьогодні експортується. Склад біомаси у найближчому майбутньому значно не зміниться. У той самий час, коли додатковий лісовий потенціал існує, автошляхи для транспортування пиломатеріалів відсутні, що є обмежуючим фактором розвитку виробництва тепла та електроенергії з біомаси. Щороку на полях лишається більше 10 Мт соломи, стоїть складне завдання зібрати її, щоб використати. Більшість сільськогосподарських підприємств не здатні збирати, зв'язувати у снопи та належно зберігати солому. Залишки лісового господарства здебільшого є у північних та західних регіонах України. Для порівняння, первісні сільськогосподарські відходи є у центральних та східних частинах країни. На сході України є можливість вирощувати енергетичні культури. І установки на деревній біомасі, і установки на залишках сільськогосподарства можуть замінити потужності електроенергетики у східній, північній та південній частинах країни, які вже відпрацювали свій ресурс. IRENA готує дослідження потенціалу біомаси на період до 2030 року для кожної з країн, для яких складає план REmap (IRENA, 2014). Потенціал України оцінюється в діапазоні 1115 – 1780 ПДж. Верхня межа діапазону є цифрою, що майже вдвічі більша за потенціал постачання у 2013 р. На залишки та відходи сільськогосподарства (біогаз) припадає 53% - 58% вищезазначеного потенціалу. На залишки та відходи лісового господарства – приблизно 12%. Частка енергетичних культур та паливної деревини складає 19-31% та 0-15%, відповідно. В Україні очікують швидкого розвитку вирощування енергетичних культур. У 2015–2020 рр. обсяг виробництва мав досягти обсягу заготівлі соломи та пе-

ревищити його після 2020 року. Планується культивувати енергетичні культури на землях несільськогосподарського призначення, таких як долини річок, рекультивовані території звалищ твердих побутових відходів, території кар'єрів, тощо. Очікують, що вирощування найбільш доступних рослинних ресурсів для виробництва енергетичної біомаси буде комерціалізованим до 2020 року. Переробка органічних відходів у біогаз, з якого виробляють теплову та електричну енергію, за прогнозами, зростатиме, але значного збільшення використання звалищного газу не очікують.

Енергія води. Технічно обґрунтований потенціал становить 21,5 ТВт-год на рік (Гідроенергія та дамби, 2014), що більш ніж вдвічі перевищує 10,4 ТВт-год, які були вироблені у 2013 р. Річний технічно досяжний потенціал малих ГЕС оцінюють на рівні 20,1 ТВт-год. Існуючі потужності малих ГЕС – 75-90 МВт (за різними оцінками, залежно від технічного стану станції). Малі ГЕС складають незначну частку у сукупному енергобалансі (0,2%), тому не можуть вплинути на структуру енергопостачання. Втім, в цьому секторі малі річки в Україні, особливо у західних областях, складають майже 28% від загального потенціалу річок. Потенціал мікро, міні- та малих ГЕС є у всіх західних регіонах України, особливо, у Закарпатській та Чернівецькій областях. Малі ГЕС можуть допомогти у питаннях економії паливно-енергетичних ресурсів і децентралізацією енергосистеми. Їхнє будівництво допоможе забезпечити енергопостачання у віддалених районах, при цьому підвищуючи енергетичну безпеку. Україна має достатній науково-технічний потенціал і значний досвід для вирішення проблем розвитку малих ГЕС, адже вітчизняна промисловість здатна конструювати та випускати турбіни та інше обладнання (Кабмін, 2014, Держенергоефективності, 2015).

Розглянемо можливості спільного використання різних ВДЕ аналогічно до попереднього розділу (рис. 8.8-9).

Комплексне використання гідроенергетичних ресурсів

Підрахунок потенційних гідроенергетичних ресурсів малих і середніх річок, що визначає запаси гідравлічної енергії по всій території країни, дозволяє встановити, на яких річках варто в першу чергу використати гідравлічну енергію. Для цього необхідно знати розподіл запасів гідравлічної енергії по території, з тим щоб мати ясну картину питомих величин потенціальної потужності, що визначаються на метр падіння дна, на кілометр довжини річки, та на квадратний кілометр басейну річки. Перші два показники є інтенсивними, останній – екстенсивним параметром гідроенергопотенціалу території.

Енергетичний потенціал малих і середніх річок за територією України розподілений вкрай нерівномірно. Максимальні його значення притаманні району Карпат, що викликано значною кількістю опадів протягом року та значними перепадами висот. Причому потенціал цієї території у десятки разів вищий ніж у середньому для території усієї України. Так, у гірських областях (Львівській, Закарпатській, Івано-Франківській і Чернівецькій) зосереджено 71,7% усіх енергетичних ресурсів малих річок, а в семи областях Подільської височини (Вінницькій, Житомирській, Київській, Кіровоградській, Тернопільській, Хмельницькій та Черкаській) — всього 14,2%. Херсонська і Запорізька області майже не мають потенційних запасів енергії малих річок. Мінімальний гідропотенціал

притаманний південним районам країни, що пов'язане з невеликою кількістю опадів, незначною кількістю малих і середніх річок, переважанням великих транзитних річок. Потенціал цих територій наближається протягом літніх та зимових місяців до нульових значень.

Протягом зимових місяців гідропотенціал за територією змінюється в значно меншій мірі, ніж протягом весняних місяців під час повені, коли максимальні значення потенціалу зростають на два порядки (рис. 9.1).

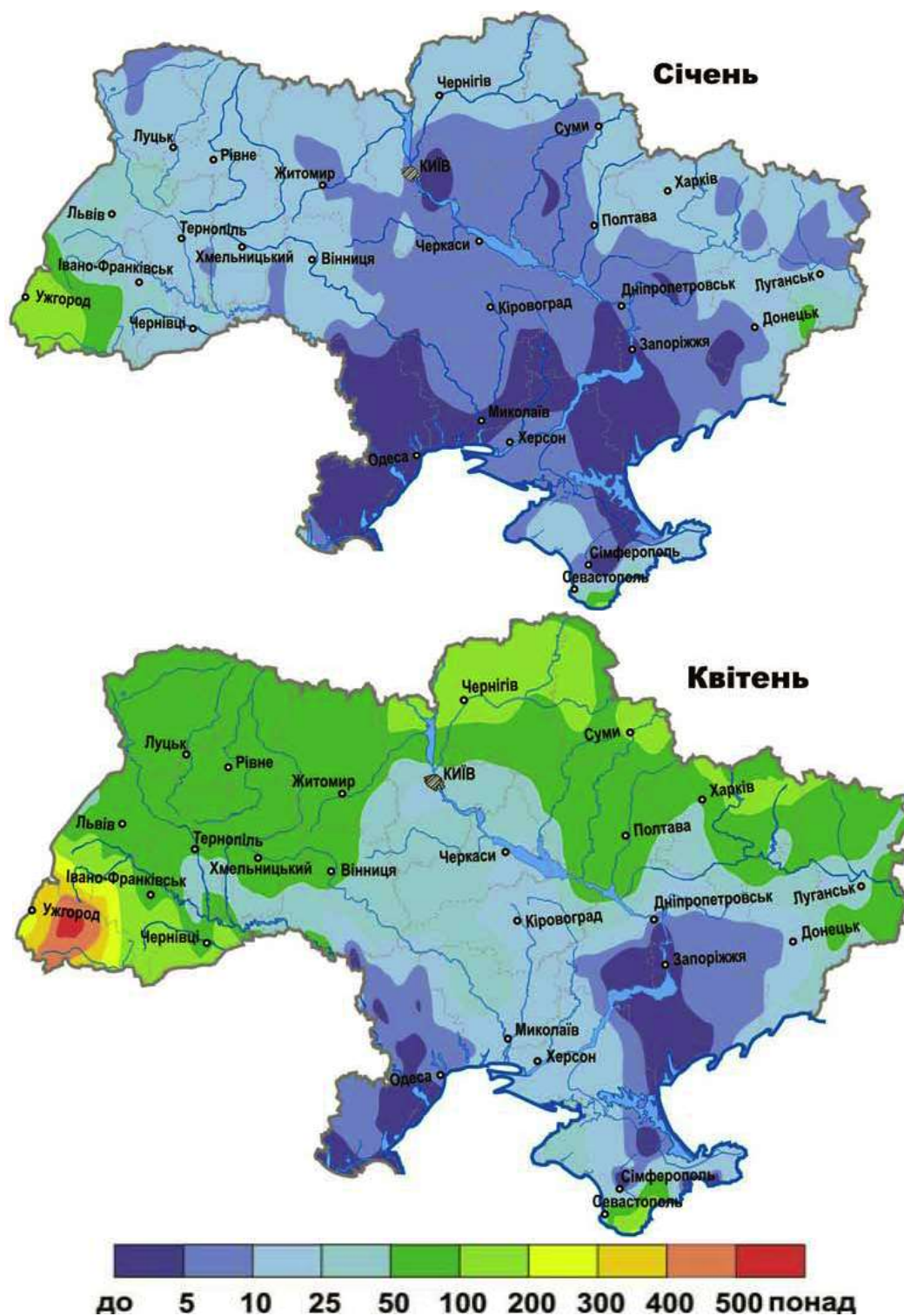


Рис. 9.1. Енергетичний потенціал водності (кВт-год/км² за місяць)

Взагалі протягом року гідропотенціал змінюється однаковим чином в усіх районах країни, що спричинене дією однакових факторів, які визначають гідро-

потенціал. Середні значення гідроенергетичного потенціалу притаманні західним некарпатським районам, які характеризуються відносно великими значеннями кількості опадів та перепадів висот. Дещо менші значення потенціалу характерні для півночі та сходу країни, що викликано вищими значеннями опадів (порівняно з центральними районами) та більш вираженими змінами рельєфу. Найменший потенціал протягом усього року мають південні та південно-східні райони, які є посушливими, через що відсутня місцева мала річкова мережа.

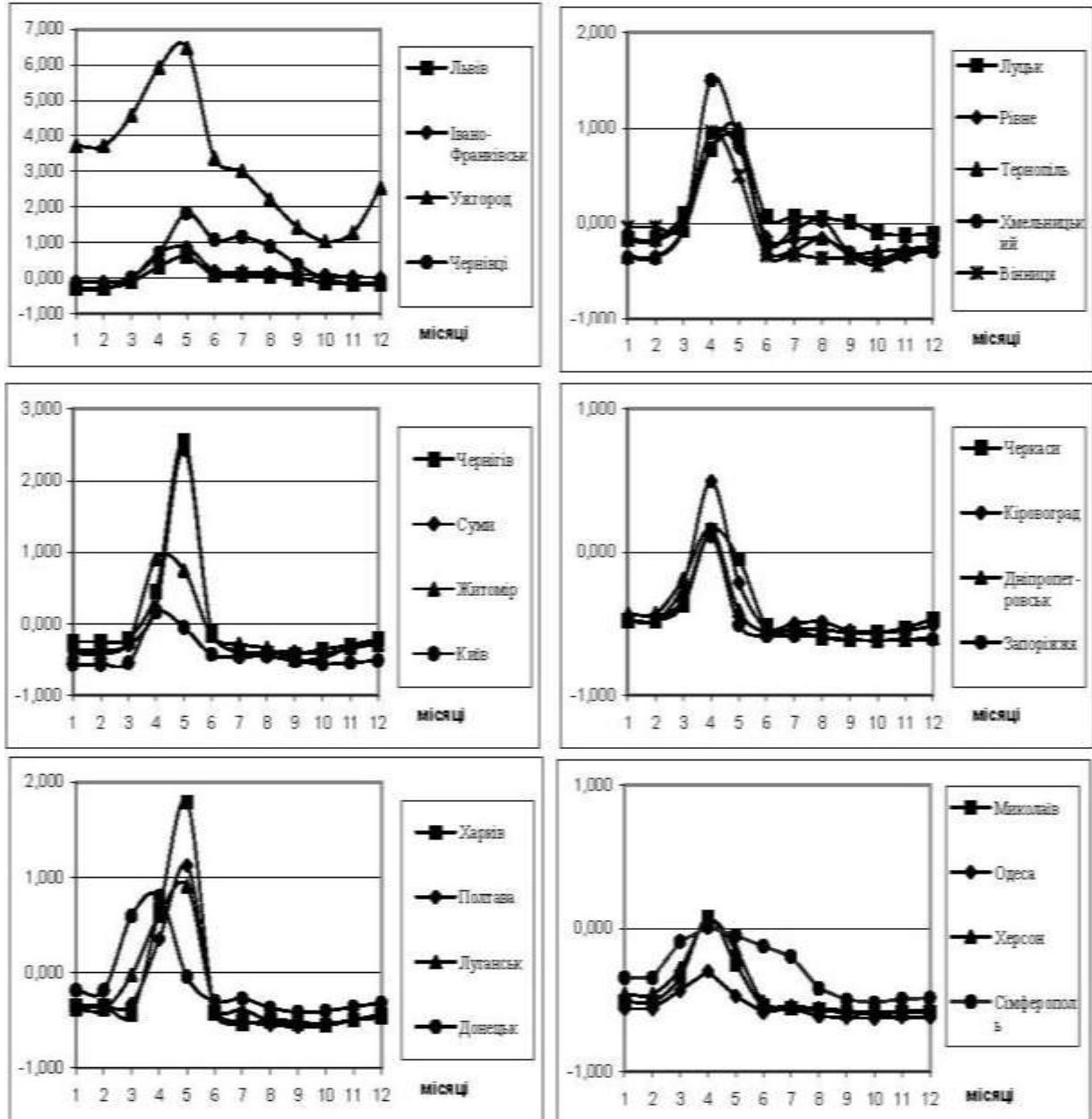


Рис. 9.2. Динаміка гідроенергетичного потенціалу по містах України (в.о.)

Розглянемо комплексне поєднання таких енергоресурсів, як сонце, вітер та вода річок, що стосуються електроенергетики. Ці ресурси характеризуються мінливою природою залежно від сезону та погоди, хоча темпи змін суттєво різні: якщо поточна потужність СЕС може змінитись в рази за секунди, то ВЕС – за хвилини, а ГЕС – за дні. Однак середні показники потенціалу можна співставляти по окремих місяцях (рис. 9.3-4).

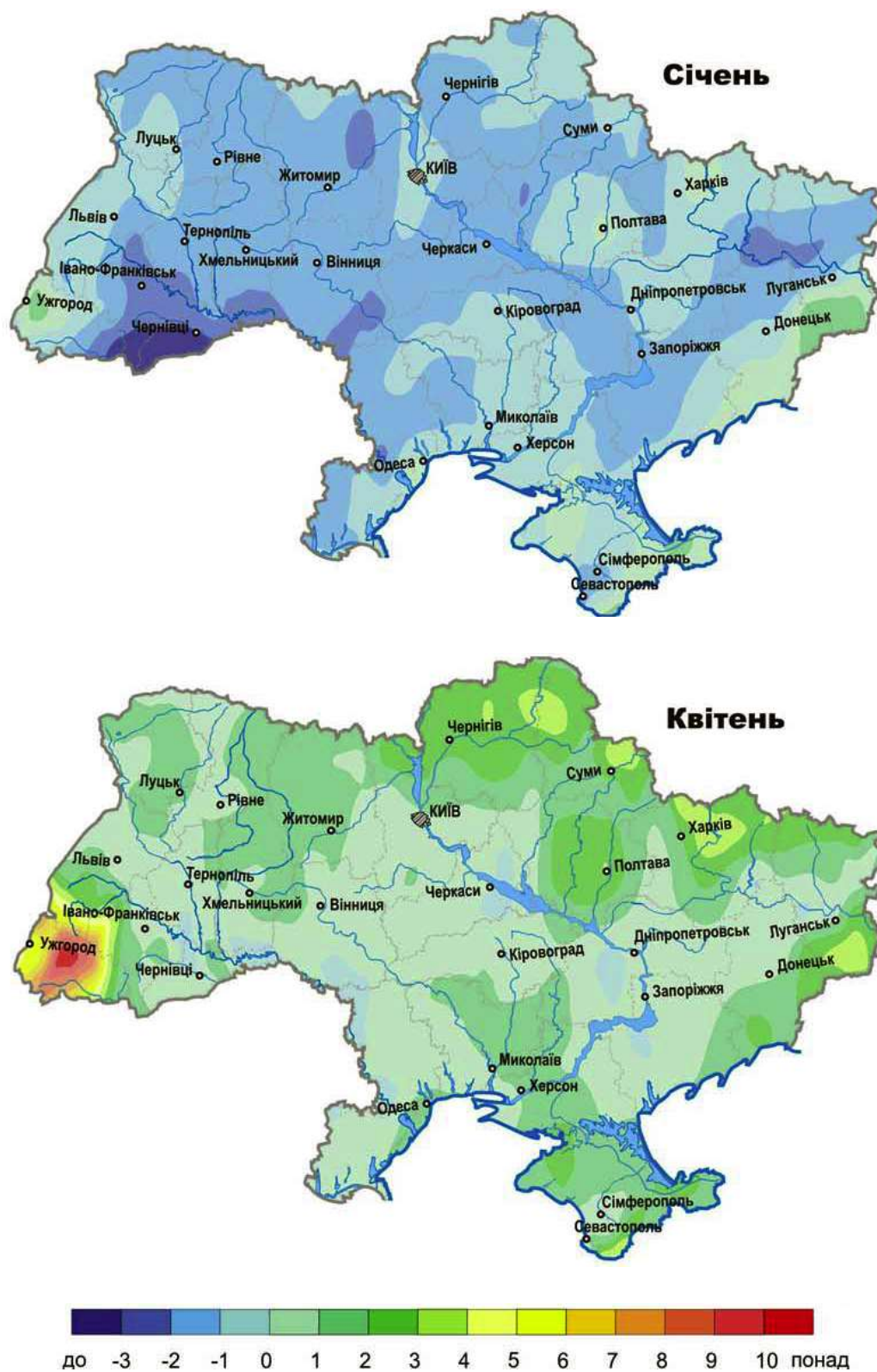


Рис. 9.3. Інтегральна оцінка сонячного, вітрового та гідралічного енергетичного потенціалу України (зима, весна)

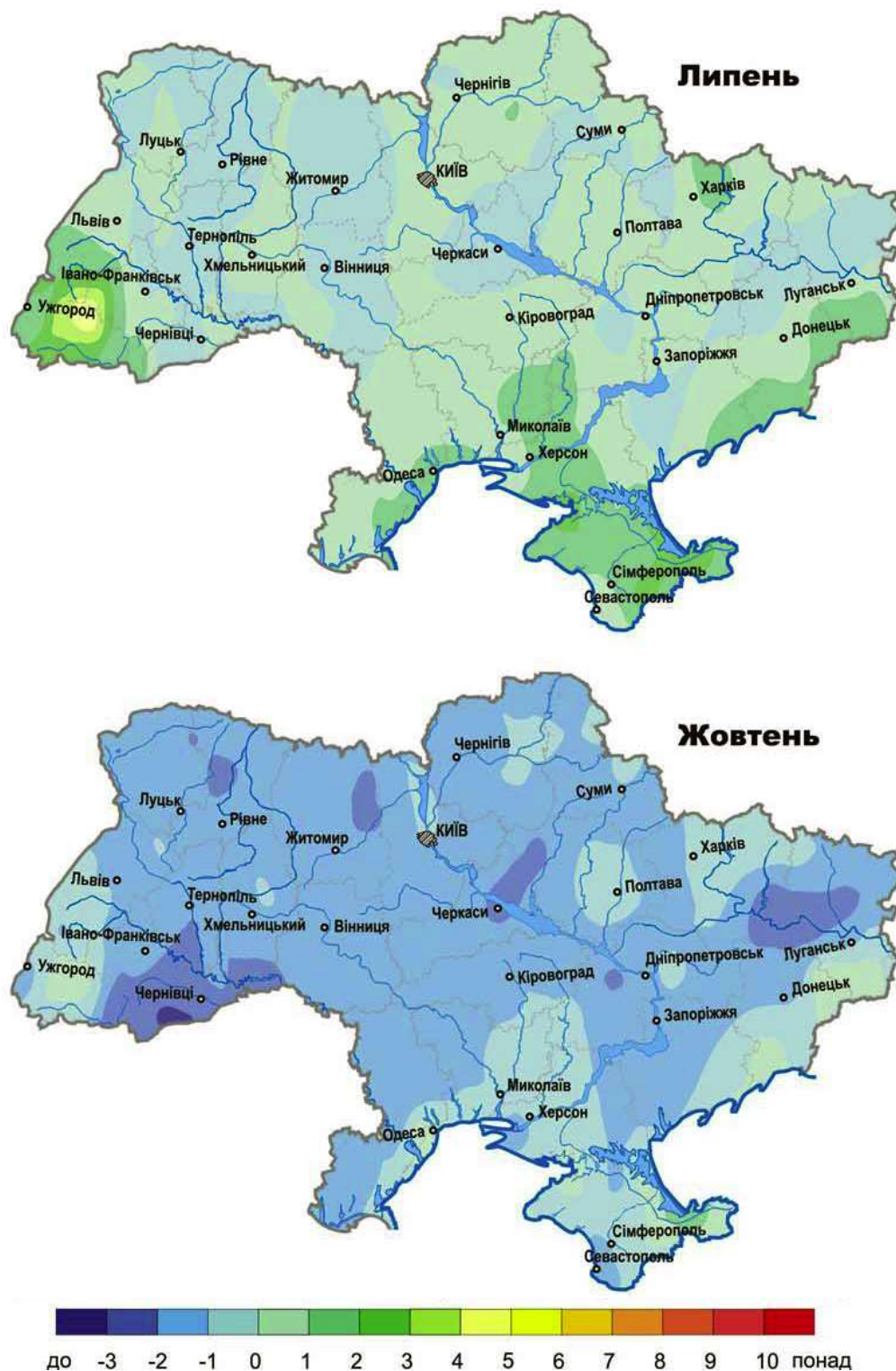


Рис. 9.4. Інтегральна оцінка сонячного, вітрового та гідравлічного енергетичного потенціалу України (літо, осінь), співвідношення 1/1/1

Складемо дані потенціалів трьох видів ВДЕ у відносних одиницях для різних регіонів України помісячно (рис. 9.5-6) для виявлення ефектів взаємного доповнення та стабілізації сумарної потужності відповідних електростанцій. Розглянуто паритетні та нерівні співвідношення окремих видів ВДЕ.

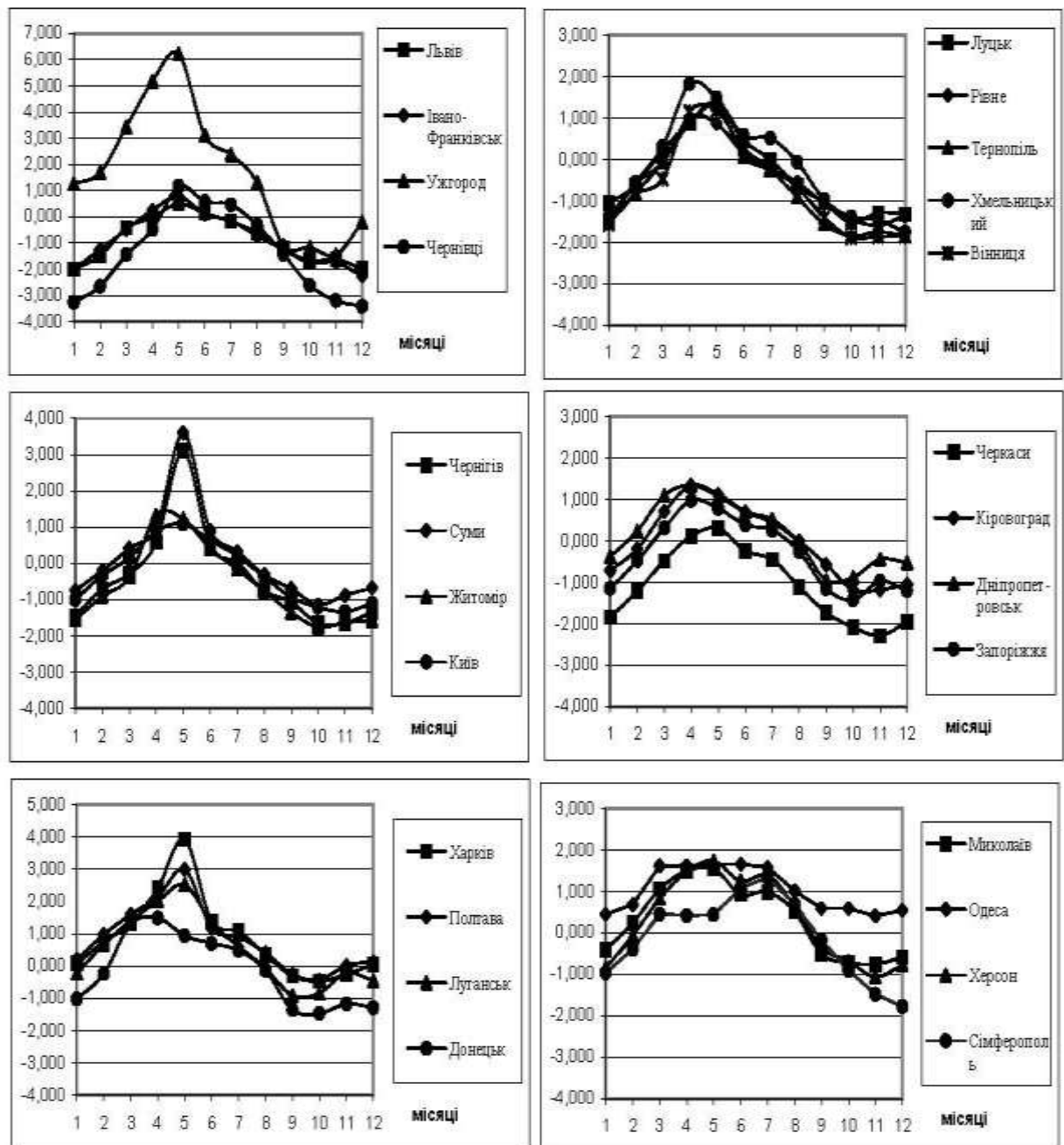


Рис. 9.5. Динаміка сумарного сонячно-вітро-гідроенергетичного потенціалу по містах України (співвідношення 1/1/1)

При паритетній потужності малих ГЕС з іншими видами джерел енергії в регіонах, багатих на гідроресурси, спостерігається значний вплив весняних паводків, що частково збігається з активізацією сонячної активності. Це спричиняє істотну нерівномірність генерації енергії. Зменшення частки ГЕС дещо пом'якшує ситуацію (рис. 9.6).

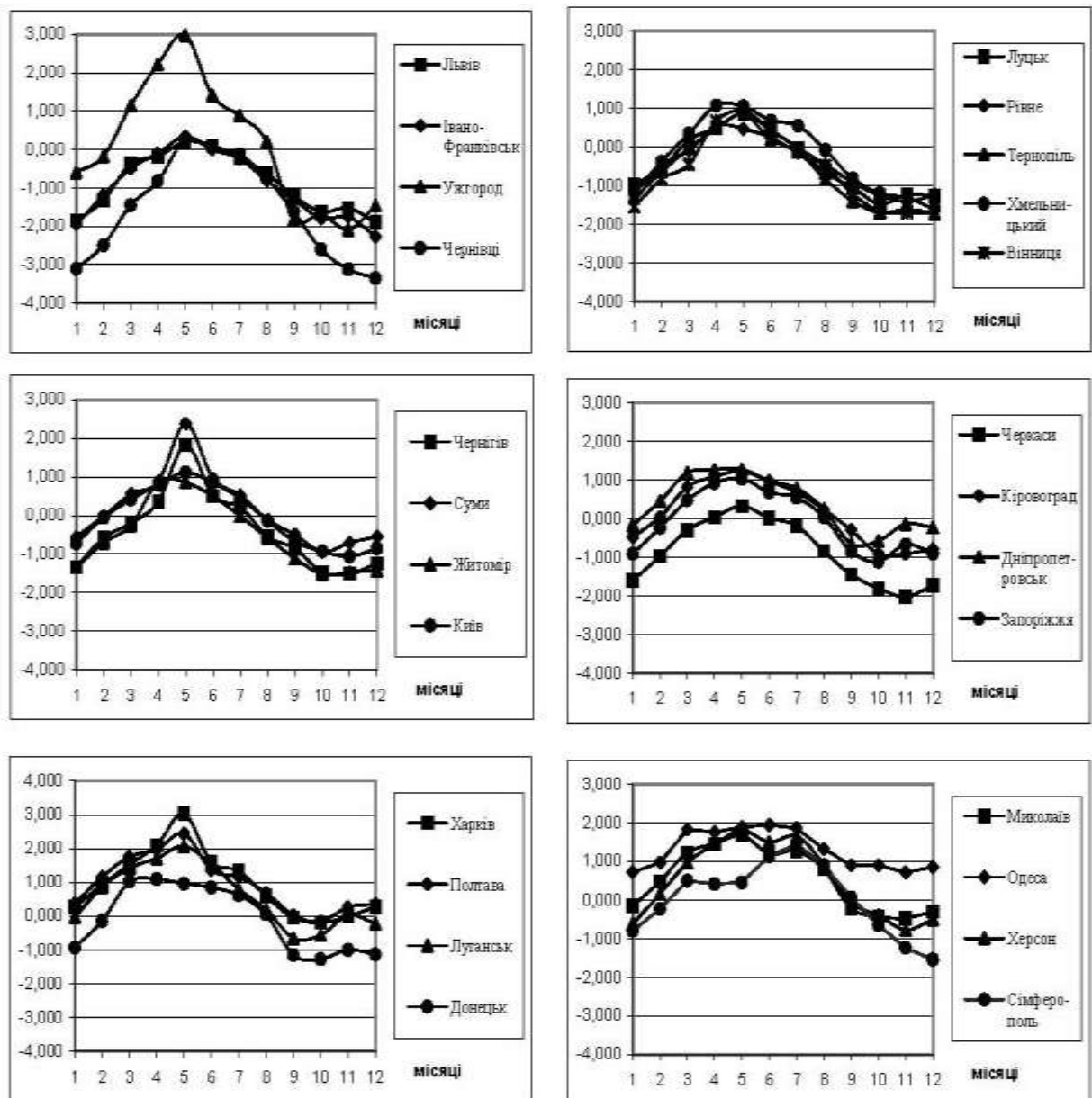


Рис. 9.6. Динаміка сумарного сонячно-вітро-гідроенергетичного потенціалу по містах України (співвідношення 1/1/0,5)

Таким чином, аналіз природних ресурсів для розвитку сонячної, вітрової та гідравлічної енергії показує що вони досить динамічно та за різними закономірностями змінюються просторово (за територією) і в часі (протягом року), тому їх просторові і часові складові динаміки не співпадають, що робить доцільним дослідження їх сумарного потенціалу, його просторових та часових змін як комплексного явища. Це дає можливість більш гнучко використовувати їх потенціал, згладжувати чи підсилювати природні коливання, викликані циклічністю природних процесів в різних часових масштабах.

Комбіновані геотермальні теплоелектричні станції.

Україна має значну кількість геотермальних джерел з високим температурним потенціалом в діапазоні: 120-180°C. Таких температур достатньо для виробництва електроенергії. Придатними вважаються вже рівні понад 80°C за умови подвійного циклу нагрівання. За різними оцінками, потенціал економічно значних енергетичних ресурсів термальних вод в Україні становить 8,4

Мт.н.е./рік. Опалення за рахунок геотермальних вод вже працює на півострові Крим, де в експлуатації перебуває 11 систем циркуляції геотермальних вод. Ці системи відповідають вимогам до сучасних технологій одержання геотермального тепла. Працюють і пілотні, і промислові установки. Великі запаси термальних вод винайдені і у Чернігівській, Полтавській, Харківській, Луганській та Сумській областях. Сотні свердловин термальних вод законсервовані, але можуть бути розконсервовані з метою використання потенціалу геотермального тепла.

Розвиток геотермальної енергетики дозволяє більш перспективно вирішувати проблему автономного децентралізованого електро- і теплопостачання в ряді окремих регіонів країни, багатих ресурсами тепла Землі. Уже розвідані запаси геотермальної енергії на території України можуть забезпечити роботу геотермальних електростанцій сумарною потужністю близько 410 МВт і систем геотермального теплопостачання сумарною потужністю до 12400 МВт, а також можуть бути використані для отримання із термальної води цінних хімічних речовин і сполук та для бальнеологічного застосування.

Використання геотермальних ресурсів та енергії навколишнього середовища паралельно з традиційним теплопостачанням

Прикладом локальної системи такого типу є система опалення корпусу №2 Ботанічного саду, яка дозволяє здійснювати опалення першого поверху будинку окремо від опалення другого і третього поверхів. Номінальна теплова потужність, яка необхідна для опалення першого поверху, становить 20 кВт.

Схема теплопостачання з використанням підземного акумулятора і застосуванням тепло-насосної установки (ТНУ) наведена на рис. 9.7.

Джерелом низькопотенційного теплоносія у ТНУ в цьому варіанті теплопостачання є ґрунтова вода. Основними елементами системи теплопостачання є ТНУ і підземний акумулятор тепла. В нічний період використовується електроенергія за нічним тарифом. З метою більш раціонального використання потужності теплового насоса доцільно в нічний період теплопостачання надлишок тепла, що виробляється, акумулювати за допомогою підземного акумулятора.

Робота теплового насоса, за винятком незначного періоду максимального теплового навантаження (360 годин), відбувається при максимальній продуктивності тільки вночі, коли споживання електроенергії здійснюється за нічним тарифом. В цей період проводиться вироблення тепла для опалення будинку і для його акумулювання. Після завершення нічної фази спочатку використовують тепло, яке вміщується в акумуляторі, а потім, після його виснаження, включається тепловий насос, який працює в режимі, який потребують теплоспоживачі у відповідний момент графіку теплопостачання.

Геологічні і гідрогеологічні умови на території Ботанічного саду дозволяють використовувати підземні води, які містяться на глибині 100-110 м.

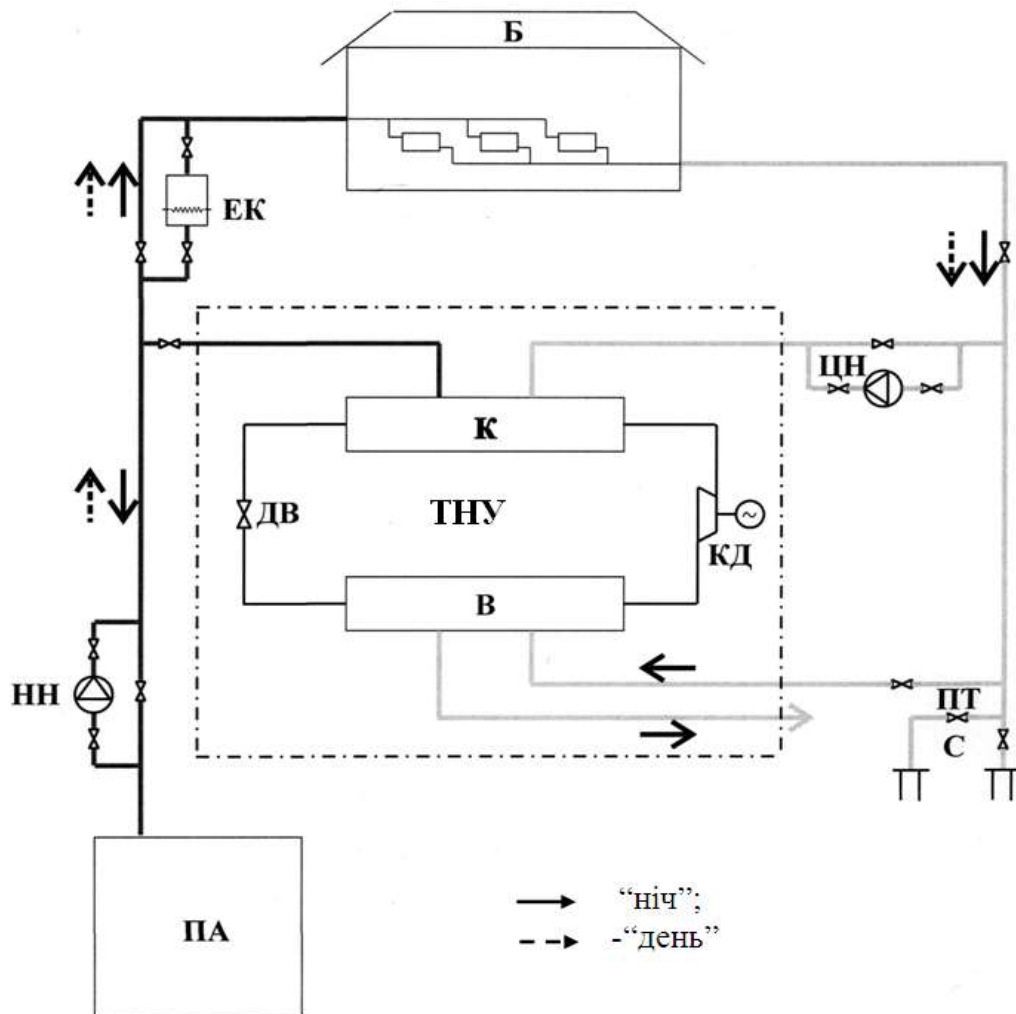


Рис. 9.7. Схема теплопостачання будинку з використанням ТНУ та підземної води
Б - будинок; ЕК - електрокотел; ЦН - циркуляційний насос; ТНУ - тепла насосна установка; К - конденсатор; В - випарник; ДВ - дросель-вентиль; КД - компресор з електродвигуном; ПТ - підземний теплоносій; НН - нагнітальний насос; ПА - підземний акумулятор; С - свердловина

Температура пластової води становить $+13^{\circ}\text{C}$. Така температура води дозволяє ефективно використовувати теплові насоси для опалення приміщень і гарячого водопостачання. Максимальна теплова продуктивність для опалення будинку № 2 становить 127,6 кВт. Таку потужність теплового насосу забезпечить вода з дебітом $15,7 \text{ м}^3/\text{год}$. при перепаді температури 7°C .

Робота водяної свердловини забезпечується за допомогою зануреного насоса потужністю 6 кВт.

Робота ТНУ системи „вода-вода” забезпечує його сталу роботу на протязі всього періоду теплопостачання і не потребує застосування додаткових заходів для забезпечення потрібного графіку постачання тепла.

Технічні характеристики схеми опалення, застосованої в даному прикладі, наведено в табл. 9.2.

Таблиця 9.2. Технічні характеристики опалення корпусу № 2

№ п/п	Показники	Одиниці виміру	Величина
1	Максимальне теплове навантаження	кВт	127,6
2	Номінальна теплова продуктивність ТНУ	кВт	128,0
3	Потужність, що споживає ТНУ	кВт	34,8
4	Потужність циркуляційного насосу	кВт	1
5	Витрати води як низькопотенційної теплоти ТНУ	м ³ /год.	7,3
6	Об'єм підземного акумулятора тепла	м ³	27,0
7	Об'єм опалюваних приміщень	м ³	4539,0
8	Кількість водяних свердловин	шт.	1
9	Глибина водяної свердловини	м	120
10	Максимальний дебіт водяної свердловини	м ³ /год.	
11	Температура води на виході з свердловини	°С	13
12	Потужність зануреного насоса водяної свердловини	кВт	6
13	Діаметр обсадної труби водяної свердловини	м	0,156
14	Тривалість опалювального періоду	годин	4416
15	Кількість виробленого тепла	Гкал	388,6

Комбіновані геотермальні системи з паливним газом

Значний інтерес представляють родовища з термальними водами, які містять паливний газ. Наявність у термальній воді великої кількості природного газу, основним компонентом якого є метан, викликає необхідність застосування нетрадиційної технології використання даного виду енергетичних ресурсів. Родовища термальних вод, що містять паливний газ, знаходяться, головним чином, у нафтогазовидобувних регіонах Криму, Закарпаття і Дніпровсько-Донецької западини. Перспективним напрямком підвищення ефективності і конкурентоздатності геотермальних енергоустановок є створення когенераційних геотермальних станцій. Для одночасного вироблення електроенергії і теплоти можливе використання декількох технологічних схем. Це пояснюється розмаїтістю параметрів і фізико-хімічних властивостей, що залежать від природних умов родовища.

Головною проблемою при використанні термальних вод для цілей теплопостачання є відстань до теплоспоживача в зв'язку з тим, що при великій відстані необхідні відносно великі витрати на прокладення траси теплопостачання.

Термальна вода, що містить значну кількість газу (коли в одному метрі кубічному термальної води міститься більше одного метру кубічного газу при нормальних умовах) доцільно використовувати когенераційну технологію спалювання відділеного газу за схемою, що вказана на рис. 9.8.

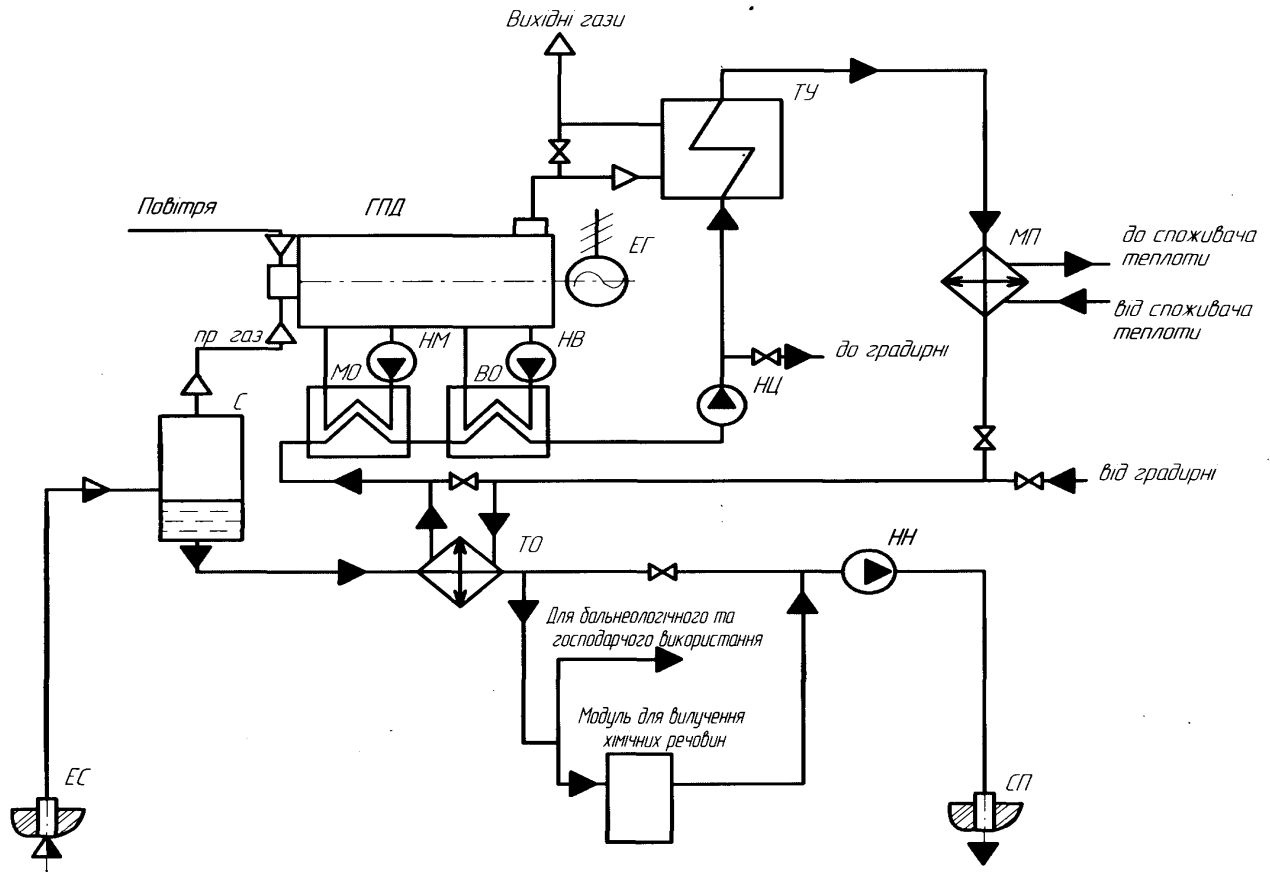


Рис. 9.8. Схема комплексного використання термальних вод, які містять природний паливний газ, на базі когенераційної технології

У відповідності зі схемою термальна вода, яка містить в собі розчинений газ, поступає в сепаратор (С), розділяється там на рідку та газоподібну фази. Потім термальна вода подається в теплообмінник геотермальний (ТО), де віддає свою теплоту мережевій воді, охолоджується в них і спрямовується на хімічні, бальнеологічні та господарські потреби. Повністю відпрацьована термальна вода нагнітається в термоводоносний горизонт. Газ, відділений від термальної води в сепараторі (С), подається в газопоршневий двигун (ГПД), з'єднаний з електрогенератором (ЕГ). Мережева вода, підігріта в теплообміннику (ТО), додатково підвищує свою температуру за рахунок утилізації скидної теплоти в масло- та водоохолоджувачі. В теплообміннику-утилізаторі (ТУ) утилізується теплота викидних газів газопоршневого двигуна.

Визначимо максимальну відстань, на яку доцільно транспортувати теплову енергію згідно з вимогами чинних нормативних документів.

В якості прикладу для варіантних розрахунків вибрано попередньо ізолюваний трубопровід 315/219. Тепловитрати при режимі теплопостачання (90-70)°С і температурі ґрунту $t_{гр} = 10^{\circ}\text{C}$ складуть 32 Вт, а втрати температури на ділянці довжиною 1 км складуть близько 0,24°С. Тепловитрати при режимі теплопостачання (60-40)°С і $t_{гр} = 10^{\circ}\text{C}$ становитимуть 20 Вт, а втрати температури на ділянці 1 км – 0,15°С.

Кількість теплоти, виробленої при теплових режимах 90-70°С і 60- 40°С, однакова і складає 2630 кВт. Теплові витрати при транспортуванні теплоти відповідно до КТМ-284 не повинні перевищувати 13%, що складає 342 кВт.

В системах геотермального теплопостачання можлива ситуація, коли теплопоживач знаходиться на великій відстані від видобувної свердловини і геотермальний теплоносіє необхідно транспортувати на велику відстань. В такому випадку втрата температурного потенціалу на декілька градусів може бути не дуже критичною. Наприклад, температура геотермального теплоносія становить 90°C, а температура, яка потрібна на вході в теплообмінник – 70°C. Можливо допустити втрати 20°C при транспортуванні геотермального теплоносія від свердловини до теплообмінника. Таким чином, враховуючи попередні розрахунки, є можливість транспортувати геотермальний теплоносіє на відстань: $20/0,15=133$ (км).

Спільне використання геотермальних ресурсів та біопалива

[illegible]

У відповідності із схемою, термальна вода, яка містить в собі розчинений газ, поступає в сепаратор (С), розділяється там на рідку та газоподібну фази. Потім термальна вода подається в мережевий підігрівач (МП), де віддає свою теплоту мережевій воді, охолоджується в них і спрямовується на хімічні, бальнеологічні та господарські потреби. Повністю відпрацьована термальна

вода нагнітається в термоводоносний горизонт. Газ, відділений від термальної води в сепараторі (С), подається в газопровід, де змішується з біогазом, це робиться для збільшення теплотворної спроможності суміші газів та стабільної роботи газопоршневого двигуна (ГПД). Газопоршневий двигун (ГПД) з'єднаний з електрогенератором (ЕГ) для виробітку електроенергії. За рахунок утилізації скидної теплоти газопоршневого двигуна відбудеться нагрів мережевої води, що використовується споживачами теплоти.

Реальні перспективи практичного використання геотермальних когенераційних установок визначаються їхньою економічною ефективністю в порівнянні з установками, що використовують органічне паливо.

Лекція 10

Воднева енергетика, методи отримання водню із застосуванням відновлюваних джерел енергії. Оптимізація параметрів системи отримання водню

Система «вітер-водень»

Промислове виробництво водню стало можливо завдяки створенню спеціального приладу – електролізера, що розщеплює воду на водень і кисень. Водень запасастся і згодом використовується як паливо, кисень виводиться в атмосферу, тим самим поліпшуючи екологічну обстановку, або також утилізується для технічних потреб.

Воднева установка, яка отримує електроенергію від вітроенергетичної установки, називається вітро-водневою установкою і є прообразом майбутніх безперебійних енергетичних станцій на основі екологічно чистих технологій. При наявності вітру така установка видає електроенергію споживачеві і одночасно запасаст водень в спеціальних балонах, а за відсутності вітру - використовує накопичений водень і видає електроенергію споживачеві. Саме вітро-водневі установки стали першим прикладом відновлювано-водневої технології. Програма «вітер-водень» була предметом досліджень Національної лабораторії з відновлюваної енергетики (NREL) у США, мета яких – оптимізувати економічну складову використання водню в енергосистемах різної конфігурації. Зокрема був виконаний аналіз централізованого виробництва водню (The Wind-to-Hydrogen Project: Operational Experience, Performance Testing, and Systems Integration - 2009).

Хоча загалом енергоефективність сучасних електролізерів та паливних комірок невисока, отож економічна ефективність системи з перетворенням електроенергії у водень та повторної конвертації у електроенергію є низькою, існує додаткова користь від використання надлишкової енергії ВЕС в період позапікових навантажень, коли споживання електроенергії падає. Це дозволяє повніше використовувати потенціал ВЕС в ізольованих енергосистемах. Інша вигода від використання електролізу – зниження втрат від вимушених зупинок ВЕУ, оскільки забезпечується неперервність роботи генеруючої системи. Водень при цьому може накопичуватись для подальшого використання. Для систем з обмеженим енергозабезпеченням це дозволяє накопичувати енергію в позапіковий період та використовувати як додаткове джерело при пікових навантаженнях. Це дозволяє оптимізувати енергосистему та досягти більшої економічної ефективності. При цьому можливе спільне виробництво як електроенергії, так і водню як кінцевого продукту.

Мінімальна конфігурація автономної системи «вітер-водень» передбачає наявність вітроелектричної установки (ВЕУ) для виробництва електроенергії, та електролізера (ЕЛ) для виробництва водню за рахунок використання отриманої від ВЕУ електричної енергії. Однак ефективність такої системи буде незначною внаслідок тривалих простоїв чи неповному завантаженні обладнання при неналежній кількості вітрової енергії. Покращення економічних показників можливе за рахунок доповнення системи елементами, що дозволяють повніше утилізувати вітрову енергію та використати можливості обладнання. Зокрема, це забезпечення можливості накопичення чи побічного використання зайвої

електроенергії у випадку, коли поточна потужність ВЕУ перевищує допустиму споживану потужність ЕЛ, та додаткові джерела енергії (акумуляованої чи взятої з електромережі) в протилежному випадку. Джерелом додаткової енергії може бути як мережа, так і інші відновлювані джерела енергії (ВДЕ), зокрема сонячні панелі. Відповідну собівартість отриманого водню можна оцінити за наступними сценаріями: єдиним кінцевим продуктом є водень; надлишкова електроенергія може споживатися всередині автономної енергосистеми (тоді її вартість визначається за тарифами для споживачів; надлишкова електроенергія може надаватися іншому користувачеві, тоді її вартість доцільно обчислювати за так званим «зеленим» тарифом (ЗТ), установленим для вітрової енергії чи інших відповідних ВДЕ. Наявність електромережі як найбільш продуктивна конфігурація наразі не розглядається, якщо мова йде саме про автономну (локальну) енергосистему.

Математична модель. З теорії вітрової енергетики відомо, що вироблена ВЕУ за певний час T електроенергія визначається рівністю:

$$E_w = T \int_0^{\infty} P(v) f(v) dv \quad (\text{кВт.год}),$$

де $P(v)$ – енергетична характеристика ВЕУ, кВт (крива потужності);

$f(v)$ – функція щільності розподілу швидкості вітру як випадкової величини;

v – поточна швидкість вітру, як правило нормована.

Щільність розподілу швидкості вітру часто моделюють функцією Вейбула: $f(v) = \frac{\gamma}{B} \left(\frac{v}{B}\right)^{\gamma-1} \exp\left[-\left(\frac{v}{B}\right)^{\gamma}\right]$. Для апроксимації кривої потужності використовують різні представлення. Загальна форма кривої потужності має вигляд:

$$P(v) = \begin{cases} 0, & v < V_0, v \geq V_m \\ P(v, a_1, a_2, \dots), & V_0 \leq v \leq V_p \\ P_w, & V_p < v < V_m \end{cases}.$$

Тут V_0 , V_p та V_m – відповідно стартова, розрахункова (що відповідає номінальній потужності P_w) та максимальна швидкості вітру (рис.10.1), a_i – розрахункові параметри, що описують вигляд кривої потужності на ділянці без обмежень для конкретного типу ВЕУ.

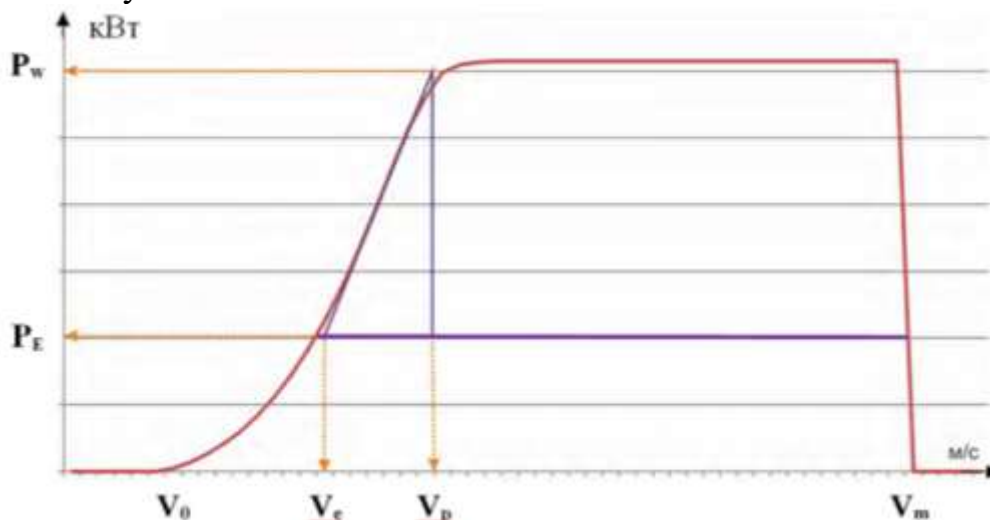


Рис.10.1. Загальний вигляд кривої потужності вітроустановки

Природно припустити, що споживана потужність електролізера не перевищує номінальної потужності ВЕУ (чи групи ВЕУ), адже надлишкова потужність була б просто зайвою. Доцільніше використовувати ЕЛ потужністю, близькою до середньої за час експлуатації поточної потужності ВЕУ. За такої умови досить повно використовуються технічні можливості обладнання і при цьому переважна кількість виробленої ВЕУ електроенергії утилізується в процесі електролізу. Тоді максимальної потужності P_e електролізер досягне при швидкості вітру V_e (див. рис. 10.1), а загальний вираз для поточної потужності P_2 та спожитої енергії E_E описується тими ж формулами, що й для ВЕУ, з заміною P_W на P_e та V_p на V_e .

Вироблений обсяг водню вважаємо пропорційним спожитій електроенергії: $N = k \cdot E_E$ (нм³), де $k = 0,25$ нм³/кВт.год – середній, прийнятий при розрахунках, рівень продуктивності електролізу (на практиці споживана потужність становить 3,85-4,1 кВт.год/нм³). Надлишкова електроенергія визначається як $E = E_W - E_E$ (кВт.год),

Прийняті вище співвідношення визначають обсяг отриманої продукції. Оптимізація системи передбачає таке співвідношення номінальних потужностей ВЕУ та ЕЛ, при якому буде досягнуто найкращих показників виробітку продукції. Очевидно, максимізація виробництва водню як основної продукції – це просте нарощування потужності обладнання, обмежене технічними можливостями площадки та фінансовою спроможністю інвестора. Натомість при обмежених потужностях можна досягти мінімальної собівартості продукції (водню), необхідної для максимальної прибутковості проекту (хоча для прибутковості потрібно враховувати також вартість капіталу та інших економічних чинників, що виходить за межі поставленої задачі).

Економічний результат роботи комплексу «вітер-водень» можна виразити у вартості кінцевої продукції порівняно з понесеними затратами (або собівартості продукції). При цьому кінцевим продуктом є водень, а також (при наявності технічних можливостей) електроенергія, не утилізована в процесі електролізу та використана для інших потреб. Для визначення отриманої вартості необхідно виходити з тарифу на продукцію, а для визначення собівартості потрібне знання рівня капітальних витрат (можна у вигляді амортизаційних відрахувань при відомому терміні експлуатації) та експлуатаційних витрат на кожен тип обладнання, електрогенеруючого та електролізного. Що стосується амортизації та експлуатаційних витрат, то вони можуть мати постійну складову (щорічні витрати) та змінну, яка залежить від обсягу виробленої продукції чи годин роботи (моторесурсу). Економічний результат залежатиме від того, яку мету поставлено в конкретному інвестиційному проекті (які з факторів взято до уваги), при цьому можливе врахування не лише прямих фінансових, а й непрямих вигод (соціальних наслідків).

Традиційне визначення собівартості – приведені капітальні витрати мінус дохід від побічної продукції (електроенергії), віднесені до обсягу виробленої продукції, як правило в річному вимірі:

$$C_B = \frac{\alpha_1 C_W + \alpha_2 C_E - t(E_W - E_E)}{k E_E},$$

де α_i – відсоток щорічних витрат (амортизація та експлуатаційні витрати);

C_W та C_E – капітальні витрати вітрової та електролізної складових відповідно;
 t – тариф на електроенергію; k – продуктивність виробництва водню.

Світовий досвід. Вагоме дослідження щодо вартості проектів типу системи «вітер-водень» виконано NREL, за умови що система пов'язана з електромережею і відповідно немає проблеми дефіциту електроенергії та недовантаження обладнання. Отримано початкові результати собівартості водню на рівні 4-6 \$/кг залежно від вітрового класу території та висоти ВЕУ, з перспективою подальшого зниження за рахунок вдосконалення технології (дані 2009 р.). У схемі суміщення з електромережею собівартість водню була суттєво залежна від вартості електроенергії та частки безпосереднього використання потужності ВЕУ (рис. 10.2).

Аналогічні результати для інтегрованих в мережу вітро-водневих систем було отримано в Туреччині (2015 р.). Собівартість водню сягала 4-9 \$/кг, більші значення відповідають ВЕУ з низькими (12 м) вежами, суттєвим є також вплив їх вартості. Натомість для автономних систем отримано значення в межах 12-22 \$/кг. Отже, за матеріалами різних досліджень собівартість водню для інтегрованих з мережею систем варіює в межах 4-9 \$/кг залежно від висоти ВЕУ, тобто її енергетичної ефективності, з перспективою зниження за рахунок вдосконалення технологій. Для автономних систем собівартість водню принаймні удвічі вища.

Для перерахунку вартості об'ємних одиниць водню можна використати наступне співвідношення: щільність водню як газу становить 0,09 кг/м³, тобто 1 кг водню становить 11,13 м³ (об'єм за нормальних умов), а теплотворна здатність 28630 ккал/кг. За теплотворністю 1 кг водню приблизно відповідає галону (3,8 л) моторного палива (таке порівняння властиве американським дослідженням), або 1 л бензину тотожний 3 м³ водню. Собівартість водню, отриманого з системи «вітер-водень», в розглянутих дослідженнях варіює в межах 0,4-0,9 \$/м³ для інтегрованих в мережу систем, та 1-2 \$/м³ для автономних систем.

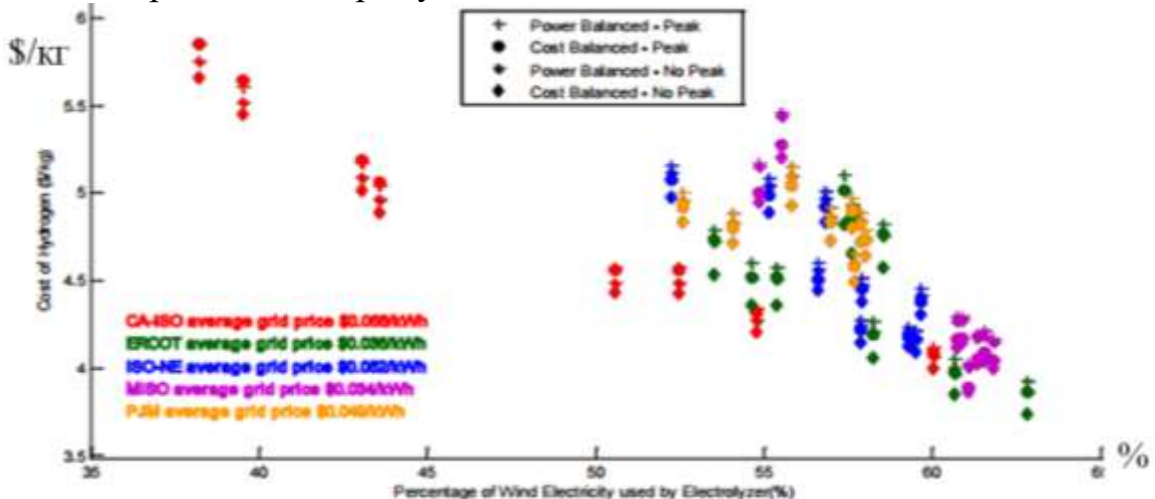


Рис.10.2. Залежність собівартості водню від відсотка вітрової енергії

При визначенні собівартості водню, виробленого по технології «вітер-водень», звичайно приймаються до розрахунку такі складові, як фіксовані капітальні витрати, приведена річна вартість запасних частин, обслуговування та експлуатації, зберігання та збуту продукції, вартість електроенергії [4]. Суттєвим фактором є продуктивність ВЕУ, за рахунок якої (вибором ділянки з висо-

ким вітровим потенціалом, зміною висоти вежі, тощо) можна змінювати кінцеву вартість енергії принаймні вдвічі. Доцільно розглядати реальні записи швидкості вітру за термін не менше року на досліджуваній площадці, та використати технічні показники декількох типів ВЕУ і електролізерів, що різняться за потужністю та іншими технічними характеристиками.

Вихідні дані для визначення собівартості. Мінімізація собівартості водню при обмеженнях, визначених технічними характеристиками використаного обладнання та наявним вітровим потенціалом, розглядається при наступних сценаріях:

- 1) єдиною кінцевою продукцією є водень;
- 2) додатково споживається надлишкова електроенергія;
- 3) додатково продається надлишкова електроенергія.

Що стосується показників вартості, за якою реалізовується надлишкова електроенергія, в якості прикладу прийнято ціни на рівні 2015 року, для порівняння із світовим рівнем того часу. Крім того, досліджується вплив технічних показників на результуючу собівартість. Незважаючи на подальші кількісні цінові коливання, якісно співвідношення зберігають високу стабільність. Отже, прийнято наступні значення: споживання відповідно до встановлених Київ-енерго станом на 01.04.2015 тарифів коштує 36,6 коп./кВт.год за обсяг до 100 кВт.год за місяць; 63,0 коп./кВт.год за обсяг в межах 100-600 кВт.год; та 140,7 коп./кВт.год за обсяг понад 600 кВт.год за місяць. У євро це відповідало б 0,016; 0,027 та 0,061 €/кВт.год відповідно. У випадку продажу за «зеленим» тарифом ціна згідно чинного законодавства для об'єктів вітроенергетики, введених в експлуатацію з 01.07.2015, має становити 0,058, 0,068 та 0,102 €/кВт.год для потужностей до 600, до 2000 та понад 2000 кВт відповідно.

Собівартість продукції має визначатися через вартість експлуатації обладнання та обсяг виробництва. Обсяг водню N та надлишкової електроенергії E розраховуються виходячи з рівностей розподілу вітру та енергетичної характеристики ВЕУ. Щодо вартості експлуатації, в якості прикладу використано наступні міркування. Відповідно до даних Європейської вітроенергетичної асоціації (звіт EWEA у 2014 р.) вартість 1 кВт встановленої потужності ВЕС знаходилась на рівні 1160-1600 євро. В Україні (дані УВЕА) за 2011-2014 рр. збудовано й приєднано до мереж 410 МВт ВЕС, для чого інвестовано 1110 млн.€, звідки питома вартість знаходиться на рівні 2700€/кВт. Це дорожче, ніж у Європі, але включає інвестицію в програму будівництва 2015 року (до 2011 р. приватні інвестиції на будівництво не надавалися), підготовку виробництва та спорудження об'єктів інфраструктури. Прийнятий в Європі середній рівень капіталовкладень у ВЕС – 1,5 тис.€/кВт. Для малих ВЕС питома вартість дещо вища, і може бути прийнятою 2,0 тис.€/кВт. Що стосується електролізерів, за розрахунками вітчизняних експертів (дані Інституту проблем машинобудування НАНУ ім.Підгорного, м.Харків) обладнання для електролізу можна оцінити як 14-18 тис.€ за потужність 1 $\text{нм}^3/\text{год}$ (в середньому близько 16 тис.€).

Практичні дослідження системи «вітер-водень» в Україні виконувались Інститутом відновлюваної енергетики спільно з ІПМ ім.Підгорного та іншими науковими установами на дослідній площадці в Переяслав-Хмельницькому районі Київської області (2012-2015 рр.). Тому для прикладу використано дані

щодо швидкості вітру, отримані найближчою до досліджуваної площадки метеостанцією (МС Яготин) за 2013-2014 роки. Висота вимірів 10 м, часовий інтервал 3 год. Надалі для різних типів ВЕУ швидкість перераховується до потрібної висоти за експоненціальним законом Хелмана з показником 0,14.

Розглянуто наступні типи ВЕУ (рис.10.3).

ВЕУ-075: номінальна потужність 0,75 кВт, стартова й номінальна швидкості вітру відповідно 2,5 та 7,5 м/с, максимальна 45 м/с, термін експлуатації 20 років, висота 11 м.

ВЕУ WE-8000: номінальна потужність 8 кВт, стартова й номінальна швидкості вітру відповідно 3-4 та 10 м/с, висота 24 м.

ВЕУ T600-48: номінальна потужність 600 кВт, стартова й номінальна швидкості вітру відповідно 3,5 та 12 м/с, максимальна 25 м/с, висота 60 м.

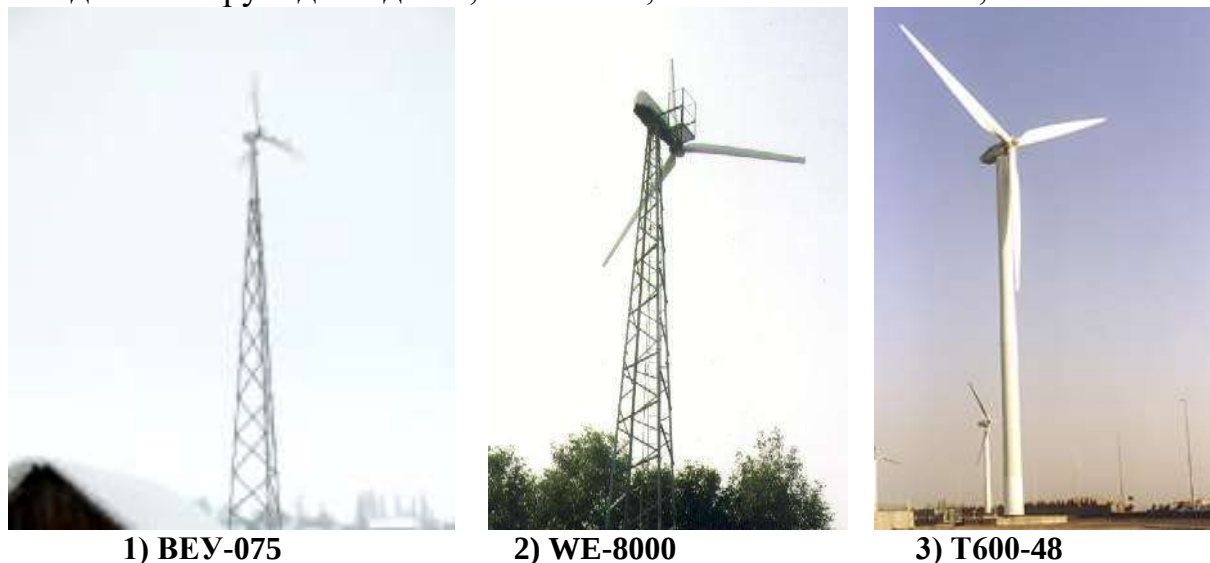


Рис. 10.3. Типи ВЕУ (зовнішній вигляд)

Основним елементом системи акумулювання на основі водню, на який орієнтовано розрахунок всіх її елементів, є електролізер. В свою чергу, його вибір пов'язаний з енергетичною потужністю відновлюваних джерел енергії. Розглядаються різні типи електролізних модулів номінальною продуктивністю 0,2 та 1,0 м³/год (ЕВД 0,2-150 та ЕВД 1,0-150), а також 6,0 м³/год, споживаною потужністю 4,0 кВт.год/м³ (табл. 10.1).

Таблиця 10.1. Технічні характеристики електролізерів високого тиску (розробка Інституту проблем машинобудування НАНУ, м.Харків)

Параметр	ЕВД 0,2-150	ЕВД 0,5-150	ЕВД 1,0-150
Продуктивність по Н ₂ , м ³ /год	0,2	0,5	1,0
Продуктивність по О ₂ , м ³ /год	0,1	0,25	0,5
Чистота Н ₂ , %	99,98		
Чистота О ₂ , %	99,95		
Робочий тиск отриманих газів, МПа	0,1 – 15		
Споживана потужність по водню, кВт.год/ м ³	3,85–4,1		
Витрати води на 1 м ³ водню, кг	0,84 ± 0,02		

Параметр	ЭВД 0,2-150	ЭВД 0,5-150	ЭВД 1,0-150
Якість споживаної води	дистилят по ГОСТ 6709-72		
Габаритні розміри, м	0,5×0,6×1,75	0,5×0,6×2,5	1,0×1,0×1,85
Вага, кг	50–80	200–220	300–450
Позиціонування установки	вертикальне розташування		
Діапазон робочих температур, °K	280 – 393		

Зовнішній вигляд електролізних модулів зображено на рис. 10.4.



Рис. 10.4. Електролізери високого тиску розробки ІПМ ім.Підгорного

Продуктивність різних типів БЕУ на досліджуваній площадці розрахована за спостереженими у 2013-2014 рр. вітровими даними (табл.10.2).

Таблица 10.2. Виробіток електроенергії одиночною БЕУ (кВт-год)

місяць	BEU-075		WE-8000		T600-48	
	2013	2014	2013	2014	2013	2014
1	77	145	275	800	17250	48050
2	89	65	405	220	24800	14000
3	154	133	940	765	56250	48200
4	80	96	350	490	21850	29600
5	68	73	295	320	18650	19600
6	51	77	185	305	12300	18750
7	58	65	220	250	14100	15550
8	45	55	140	205	9350	13050
9	77	73	345	320	21350	19900
10	61	69	245	295	15150	18100
11	123	89	605	420	36250	25600
12	113	82	520	305	31100	18900
За рік	997	1023	4525	4700	278400	289300
K _{ВВП}	0,152	0,157	0,065	0,067	0,053	0,055

Як видно з табл.10.2, коефіцієнт використання встановленої потужності ВЕУ ($K_{\text{ВВП}}$) загалом низький, тобто вітровий потенціал площадки незначний. Так, середня швидкість вітру у 2013 р. становила 2,51 м/с, у 2014 р. – 2,55 м/с (на висоті 10 м). Дещо кращі показники у ВЕУ-075, оскільки вони спроектовані саме для таких умов. Розрахунок виконано для безпосередніх замірів швидкості вітру; зазначимо, що розподіл Вейбула дещо занижує виробіток енергії порівняно з фактичним. Якщо розглянути розподіл імовірності потужностей ВЕУ (рис.10.5), помітимо, що основний виробіток припадає на швидкості вітру на ділянці регулювання потужності ВЕУ ($V_0 < v < V_p$), на якій і визначається взаємовідношення потужностей ВЕУ та ЕЛ. При середній швидкості вітру 2,6 м/с основний виробіток електроенергії припадає на швидкість 4 м/с.

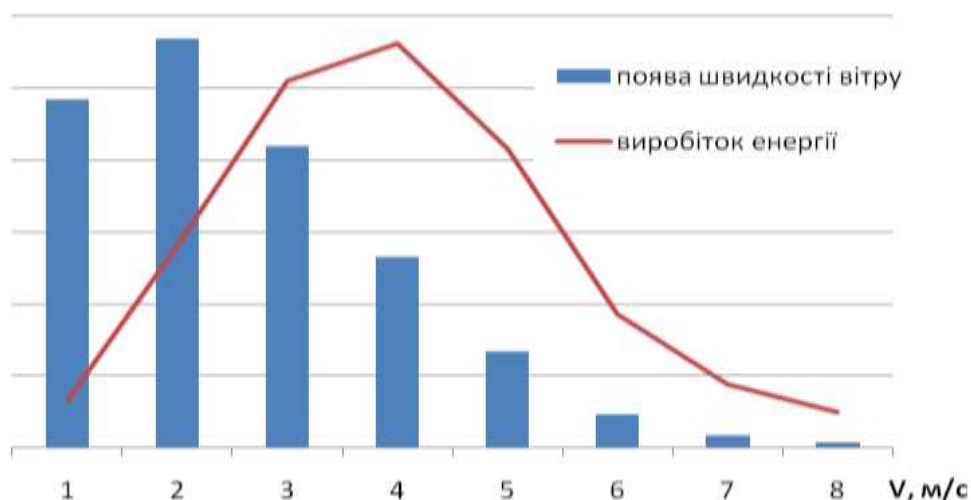


Рис. 10.5. Гістограма розподілу швидкостей вітру та виробітку ВЕУ-075 за даними МС Яготин (2014 р.)

Обсяги кінцевої продукції при різних конфігураціях обладнання

Розглянемо виробіток електроенергії та водню на прикладі ВЕУ-075 та ЕВД 0,2-150 (табл.10.3). Тут номінальні потужності (0,75 та 0,8 кВт) практично співпадають, вся електроенергія (1023 кВт.год) утилізується. При цьому ККД електролізера – 14,8% (його повна спроможність – 7 тис. кВт.год за рік). Якщо встановити дві ВЕУ, то утилізована енергія: 1985 кВт.год (ККД=28%), для 3-х ВЕУ – 2725 кВт.год (39%), для 4-х – 3255 кВт.год (46,5%). При цьому $K_{\text{ВВП}}$ для ВЕУ становитиме відповідно 15,7%; 15,1%; 13,8%; 12,4%.

Таблиця 10.3. Обсяг виробництва для ВЕУ-075 та ЕВД 0,2-150

Кількість ВЕУ	1	2	3	4	5
Водень, нм ³	255	496	681	814	911
Зайва енергія, кВт.год	0	61	344	837	1470

Отже, при використанні одної ВЕУ та одного електролізера він буде навантажений лише на одну сьому можливості. Зростання числа ВЕУ збільшує завантаженість ЕЛ, проте рівень використання можливостей самих ВЕУ знижується.

Аналогічно розглянемо інші конфігурації типів обладнання (табл.10.4). Для одної ВЕУ WE-8000 цим же електролізером (на 0,8 кВт) було б утилізовано 2700 кВт.год з 4700 можливих (фактичний Кввп для ВЕУ 3,9%, ККД для ЕЛ – 38,6%), для двох ВЕУ – 3725 кВт.год (Кввп=2,7%; ККД=53,0%), для 3-х ВЕУ – 4385 кВт.год. (Кввп=2,1%; ККД=62,7%). Якщо використані одна ВЕУ та два ЕЛ, то буде утилізовано 3500 кВт.год (Кввп=5,0%; ККД=25%), якщо три ЕЛ – 3980 кВт.год (Кввп=5,7%; ККД=19%), якщо чотири – 4235 кВт.год (Кввп=6%; ККД=15%).

Таблиця 10.4. Обсяг виробництва для ВЕУ WE-8000 та ЕВД 0,2-150

кількість ВЕУ \ кількість ЕЛ		1	2	3	4
1	H ₂ , нм ³	675	825	995	1058
	ел.ен., кВт.год	2000	1200	720	465
2	H ₂ , нм ³	931	1350	1566	1650
	ел.ен., кВт.год	5675	4000	3134	2400
3	H ₂ , нм ³	1096	1608	2025	2258
	ел.ен., кВт.год	9715	7670	6000	5068

Для одної ВЕУ типу WE-8000 з електролізером на 4 кВт (ЕВД 1,0-150) може бути утилізовано 4450 кВт.год з 4700 можливих (фактичний Кввп для ВЕУ 6,3%, ККД для ЕЛ – 12,7%), для двох ВЕУ – 7710 кВт.год (Кввп=5,5%; ККД=22,0%), для 3-х ВЕУ – 9770 кВт.год (Кввп=4,6%; ККД=27,9%), для 4-х ВЕУ – 11800 кВт.год (Кввп=4,2%; ККД=33,7%). Якщо одна ВЕУ та два електролізери, то буде використано 4700 кВт.год (повна утилізація, Кввп=6,7%; ККД=6,7%), див. табл.10.5.

Таблиця 10.5. Обсяг виробництва для ВЕУ WE-8000 та ЕВД 1,0-150

кількість ВЕУ \ кількість ЕЛ		1	2	3	4
1	H ₂ , нм ³	1112	1927	2442	2950
	ел.ен., кВт.год	250	1690	4330	7000
2	H ₂ , нм ³	1175	2224	3050	3854
	ел.ен., кВт.год	0	500	1900	3380

Розглянемо ВЕУ середньої потужності типу Т600-48 (600 кВт) та електролізний модуль продуктивністю 6,0 м³/год (24 кВт), див. табл. 10.6. Одна ВЕУ та один модуль ЕЛ – утилізується 122300 кВт.год. з загального обсягу 289300 кВт.год (Кввп=2,3%; ККД=58,2%), два модулі ЕЛ – 173040 кВт.год (Кввп=3,3%; ККД=41,1%), три модулі – 198850 кВт.год (Кввп=3,8%; ККД=31,5%), чотири – 220900 кВт.год (Кввп=4,2%; ККД=26,3%), десять – 271800 кВт.год (Кввп=5,2%; ККД=12,9%).

Таблиця 10.6. Обсяг виробництва для ВЕУ Т600-48 та ЕЛ 6 м³/год

Кількість модулів	1	2	3	4	...	10
Водень, нм ³	30575	43260	49710	55225		67950
Зайва енергія, кВт.год	167000	116260	90450	68400		17500

Розрахунки собівартості водню. Розглянемо сумарну вартість витрат на продукцію та її собівартість для прикладів, наведених в таблицях 2-5. Нехай питома вартість установленого обладнання ВЕУ – 1,5 тис.Є/кВт (для малих – до 2,0 тис.Є), а ЕЛ – 16 тис.Є за продуктивність 1 нм³/год. Приймаємо термін експлуатації обладнання 20 років, тобто щорічні амортизаційні відрахування становитимуть 5% від суми капіталовкладень, та ще 1% – експлуатаційні витрати (світова практика). Отже, річна вартість експлуатації обладнання – на рівні 6% його вартості, або для ВЕУ становитиме 90 Є/кВт (для малих ВЕУ до 120 Є/кВт), для ЕЛ – приблизно 950 Є за продуктивність 1 нм³/год, або 240 Є/кВт. Результати розрахунків наведено в табл. 10.7-10.

Таблиця 10.7. Вартісні показники для ВЕУ 0,75 кВт, ЕЛ 0,2 нм³/год

Кількість ВЕУ	1	2	3	4	5
Витрати, Є/рік	310	430	550	670	790
Собівартість водню, Є/нм ³	1,22	0,87	0,81	0,82	0,87
Вартість ел. енергії, Є/рік	0	1,0	5,5	13,4	23,5
Остаточна собівартість Н ₂ , Є/нм ³	1,22	0,86	0,80	0,81	0,84

Таблиця 10.8. Вартісні показники для ВЕУ 8 кВт, ЕЛ 0,2 нм³/год (до табл.10.4)

кількість ЕЛ \ кількість ВЕУ		1	2	3	4
1	Витрати, Є/рік	1030	1220	1410	1600
	с/в водню, Є/нм ³	1,53	1,48	1,42	1,51
	ел. енергія, Є/рік	54	24	12	7
	остаточна с/в водню	1,47	1,44	1,41	1,51
2	Витрати, Є/рік	1870	2060	2250	2440
	с/в водню, Є/нм ³	2,01	1,53	1,44	1,48
	ел. енергія, Є/рік	153	108	85	65
	остаточна с/в водню	1,84	1,45	1,38	1,44
3	Витрати, Є/рік	2710	2900	3090	3280
	с/в водню, Є/нм ³	2,47	1,80	1,53	1,45
	ел. енергія, Є/рік	590	450	165	135
	остаточна с/в водню	1,93	1,52	1,44	1,39

Таблиця 10.9. Вартісні показники для ВЕУ 8 кВт, ЕЛ 1,0 нм³/год (до табл.1.4)

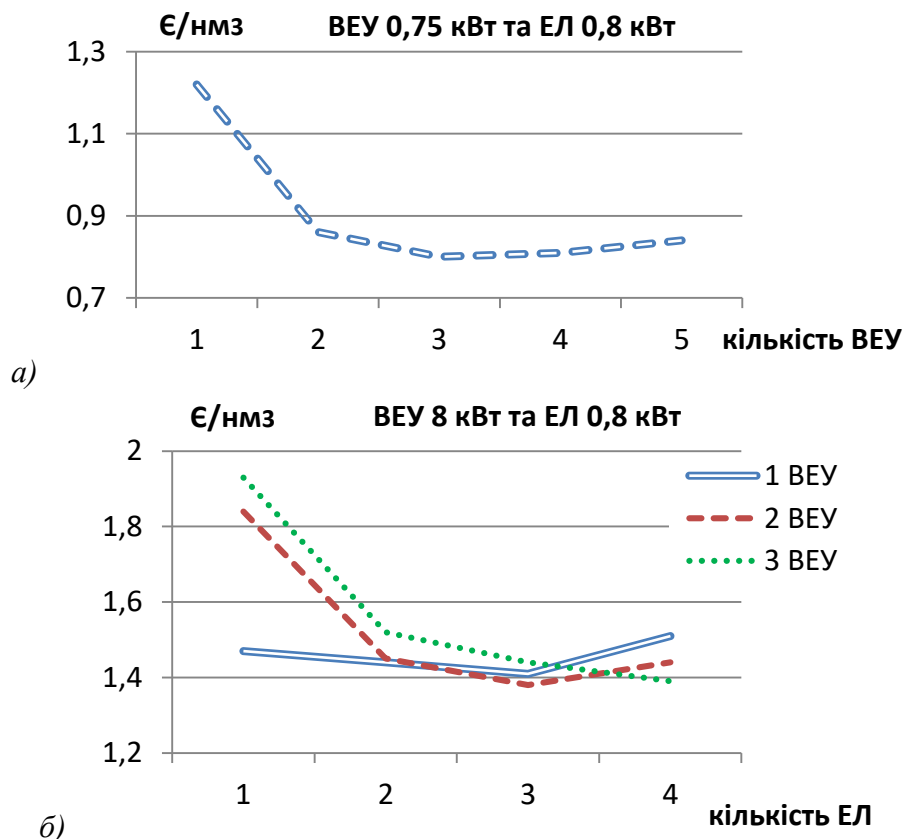
кількість ВЕУ \ кількість ЕЛ		1	2	3	4
1	Витрати, Є/рік	1800	2640	3480	4320
	с/в водню, Є/нм ³	1,62	1,37	1,42	1,46
	ел. енергія, Є/рік	4	45	117	190
	остаточна с/в водню	1,62	1,35	1,38	1,40

2	Витрати, €/рік	2760	3600	4440	5280
	с/в водню, €/нм ³	2,35	1,62	1,46	1,37
	ел. енергія, €/рік	0	8	51	91
	остаточна с/в водню	2,35	1,62	1,44	1,35

Таблиця 10.10. Вартісні показники для ВЕУ 600 кВт та модулів ЕЛ 6,0 нм³/год

Кількість модулів ЕЛ	1	2	3	4	...	10
Витрати, €/рік	59700	65400	71100	76800		111000
с/в водню, €/нм ³	1,95	1,51	1,43	1,39		1,63
ел. енергія, €/рік	10190	7090	5520	4170		1070
ост. с/в водню, €/нм ³	1,62	1,35	1,32	1,32		1,62
ел. енергія по «ЗТ», €/рік	17030	11860	9220	6970		1780
ост. с/в водню по «ЗТ»	1,58	1,33	1,31	1,31		1,61

Вплив надлишкової електроенергії в даному випадку більш помітний, оскільки при зростанні абсолютного обсягу споживаної енергії зростає її тариф, отже і обсяг заощаджених коштів. Для якісної оцінки впливу співвідношень кількості установок на собівартість водню табличні значення зображено графічно на рис. 10.6.



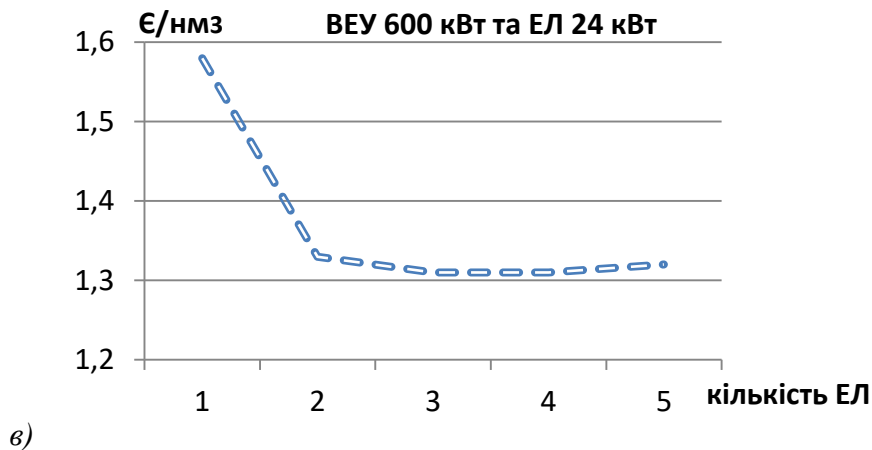


Рис. 10.6. Залежність собівартості водню від потужності обладнання:
а) до табл.10.7; б) до табл.10.8; в) до табл.10.10.

«Зелений» тариф на електроенергію встановлюється для виробників, що мають відповідну ліцензію та відповідають встановленим критеріям. У випадку установок потужністю до 600 кВт розмір ЗТ мало відрізняється від звичайного, і його вплив на собівартість водню незначний (див. табл. 10.10). Отже, враховувати його є сенс лише для досить потужних ВЕУ.

Як бачимо, для малопотужних ВЕУ з малою стартовою швидкістю, що важливо при незначному вітрі, найкраще співвідношення потужностей спостерігалось при трьох ВЕУ по 0,75 кВт та одному ЕЛ 0,8 кВт (0,2 нм³), тобто співвідношення потужностей на рівні 3:1. Для ВЕУ потужністю 8 кВт оптимальне співвідношення дві ВЕУ до трьох ЕЛ, або по потужності 6:1; у випадку ЕЛ 4 кВт (1,0 нм³) оптимальне співвідношення 4:1. Стрибкоподібна зміна співвідношень викликана модульним принципом вибору обладнання – його потужність не може змінюватися плавно при обраних типорозмірах. Для потужних ВЕУ (600 кВт) оптимальним виявилось співвідношення 6:1; однак при продажу решток електроенергії за «зеленим» тарифом частку ЕЛ можна зменшити до рівня 8:1, з тенденцією подальшого зниження при зростанні тарифу.

Дані результати отримано для площадки з досить низьким вітровим потенціалом. В Україні існують території з середньорічною швидкістю вітру вищою за розглянуті вище 2,5 м/с. Для оцінки впливу вітрового потенціалу на собівартість водню використаємо умовну площадку з заданою середньою річною швидкістю вітру, розподіл імовірності якої описується функцією Вейбула. В якості обладнання розглядаємо умовні потужності з зазначеними вище вартісними показниками, а енергетичні характеристики ВЕУ пристосовані до малих або до великих швидкостей вітру, як у розглянутих вище. Так, для потужних ВЕУ при швидкості вітру понад 5 м/с оптимальне співвідношення потужностей ВЕУ до ЕЛ лишається на рівні 6:1 при малому та середньому тарифі на електроенергію; собівартість водню при цьому становить 0,6 €/нм³ без урахування продажу електроенергії та 0,4 €/нм³ з урахуванням, з тенденцією до зниження при зростанні середньої швидкості вітру (рис.10.7). При високих тарифах (понад 0,06 €/кВт.год) стає прибутковішим реалізувати електроенергію, тобто оптимальне відношення наближається до нульових потужностей ЕЛ. Для малих ВЕУ з низькою стартовою швидкістю вітру (типу ВЕУ-075) собівартість водню знаходиться на рівні 0,33 €/нм³, а оптимальне співвідношення потужностей– 3:1. При

зростанні середньої швидкості вітру до 7 м/с собівартість водню знижується до 0,25 €/нм³, а співвідношення зміщується до 2:1. Вплив тарифу на електроенергію при загальних малих виробітках незначний.

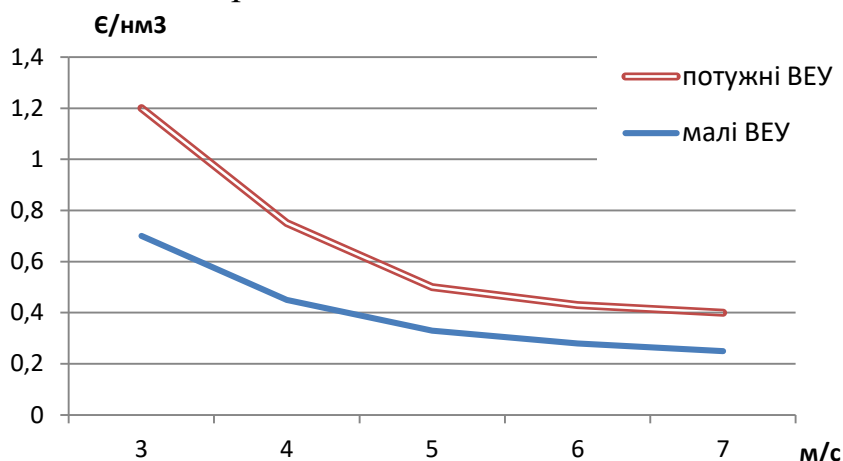


Рис.10.7. Залежність собівартості водню від швидкості вітру

Загалом рівень собівартості водню співмірний з аналогічними зарубіжними результатами для автономних систем. Якщо в цілому кращі показники демонструють варіанти системи з більш потужним обладнанням, то застосування спеціальних ВЕУ, розрахованих на малі швидкості вітру, дозволяє досягти конкурентоздатних вартостей водню; ціна електроенергії при цьому є малозначимою.

Спільна робота комплексу «вітро-водень» і сонячної електростанції

Обсяг потенціалу сонячної енергії. Додатковим джерелом живлення електrolізера можна використовувати сонячні батареї, які також, як і ВЕУ, належать до відновлюваних джерел енергії і можуть працювати в автономному режимі. Очікувана перевага – можливість більш стабільного живлення в часи відсутності вітру; недоліки – можливість використання тільки в денний час, і лише в ясну погоду, та порівняно висока вартість фотопанелей. Схематично комплекс виробництва водню з використанням фотоелектричних панелей в якості джерела енергії аналогічний системі «вітер-водень».

Поточна потужність сонячної електростанції (СЕС) цілком залежить від рівня сонячної радіації, отже має максимально досяжні значення, залежні від природних умов (головним чином географічної широти місцевості та пори року), і змінюється впродовж дня випадковим чином. Фіксація рівня сонячного випромінювання (радіації, або інсоляції) виконується способом, відмінним від решти показників, головним чином вітчизняні гідрометеостанції реєстрували якісний стан хмарності. Для розрахунку очікуваної потужності натомість потрібні цифрові показники в одиницях енергії. Доступні джерела такої інформації, як правило, оперують осередненими для даної місцевості даними.

Для врахування випадкового характеру рівня інсоляції (потужності сонячного випромінювання) можна застосувати математичне моделювання аналогічно тому, як це зроблено для вітрової енергії, використовуючи наявні багаторічні дані. Так, для досліджуваної місцевості в Київській області, за багаторічними (1983-2005 рр.) даними американського аерокосмічного агентства NASA], рівень інсоляції має наступні значення (табл. 10.11):

Таблиця 10.11. Осереднені показники сонячної радіації для Київської обл.

Місяць	січ.	лют.	бер.	квіт.	трав.	черв.	лип.	серп.	вер.	жовт.	лист.	груд.
Інсоляція, кВт.год/м ² /день	1.07	1.87	2.95	3.96	5.25	5.22	5.25	4.67	3.12	1.94	1.02	0.86
Перевищення середнього, %	22	22	31	19	14	17	20	19	26	28	35	14
Менше середнього, %	-17	-22	-24	-17	-20	-12	-17	-14	-22	-23	-39	-19

Іншим джерелом є супутникові дані рівня інсоляції, опубліковані в європейських джерелах. Для аналізу використано дані про рівень сонячної радіації в районі Києва за декілька років (1996-2000), фіксовані з дискретністю 30 хвилин (в табл.10.12 наведено осереднені дані для характерних місяців). Державні стандарти також містять певну інформацію про сонячне випромінювання [8].

Таблиця 10.12. Місячний обсяг сонячної радіації (прямої та розсіяної) на горизонтальну поверхню в районі Києва, МДж/м²

Джерело, рік		березень	червень	вересень	грудень
www.satellite-light.com	1996 р.	343	671	263	80
	1997 р.	355	608	354	88
	1998 р.	301	619	397	98
	1999 р.	331	760	389	73
	2000 р.	258	640	303	78
ГМЦ України	2006 р.	300	660	380	66
ДСТУ-Н Б В.1.1-27:2010	ясно	504	830	515	127
	середня хмарність	270	590	340	60

Таким чином, осереднений рівень сонячної радіації за результатами багаторічних спостережень в районі Києва дещо вищий, ніж при середній хмарності, але помітно нижчий від умов ясної погоди.

Максимально досяжні рівні сонячної радіації в околі Києва для характерних місяців, що відповідають сонцестоянню та рівноденню, зображено на рис. 10.8.

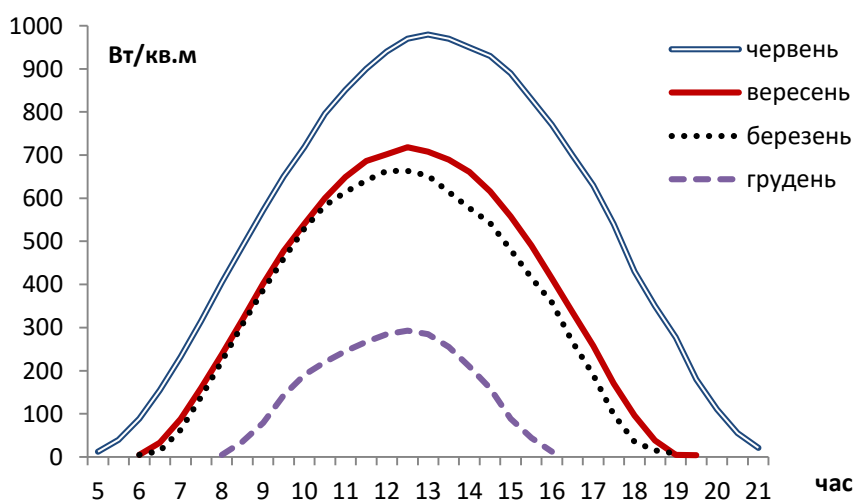


Рис.10.8. Максимально досяжні рівні сонячної радіації

Що стосується перетворення енергії сонячного випромінювання в електричну, застосовано такі припущення: фотомодуль має постійний коефіцієнт корисної дії (зазвичай на рівні 16-18%); рівень насичення в місцевих умовах не досягається. Отже, електрична потужність СЕС вважається пропорційною рівню сонячної радіації (кВт/м^2) зі сталим коефіцієнтом пропорційності, і залежить від загальної площі фотомодулів. Так, для батареї з 4-х модулів потужністю 250 Вт і площею $1,6 \text{ м}^2$ кожен коефіцієнт пропорційності приблизно становитиме 1,0 ($1,6 \cdot 4 \cdot 0,16$).

Сумісна робота вітрових та сонячних установок

Математична модель роботи системи «вітер-сонце-водень» передбачає представлення поточної потужності вітрових та сонячних установок у вигляді випадкових процесів. Особливістю моделювання є врахування таких параметрів, як максимальні, середні та мінімальні досяжні значення потужності, характер розподілу випадкових значень, тобто імовірність певних режимів, а також імовірні темп та амплітуда коливань поточних значень в режимі реального часу.

Вважається, що розподіл швидкості вітру як випадкової величини описується розподілом Вейбула, параметри якого відповідають даним попереднього розділу (табл. 10.13). Для співставлення з сонячною радіацією обрано характерні місяці, відповідні рівноденню та сонцестоянням.

Таблиця 10.13. Параметри швидкості вітру (ГМС Яготин, 2014 р.)

місяць	березень	червень	вересень	грудень
Середня швидкість, м/с	3,38	2,53	2,33	2,53
СКВ, м/с	1,79	1,41	1,48	1,33
Параметр масштабу, м/с	3,81	2,85	2,60	2,85
Параметр форми	1,97	1,87	1,62	1,99

Розглянемо варіант поєднання обладнання: БЕУ 0,75 кВт – 3 шт., СЕС 1,0 кВт; електролізер 0,2 $\text{нм}^3/\text{год}$ (0,8 кВт). За результатами моделювання сумісної потужності розраховано імовірні рівні виробітку електроенергії та відповідного об'єму водню (табл. 10.4-5) з урахуванням доступної для електролізера енергії в кожен момент часу.

Таблиця 10.14. Показники роботи для системи «вітро-водень»

Місяць	березень	червень	вересень	грудень	за рік
Всього енергії, кВт.год	405	247	242	270	3270
Водень, нм^3	83	56	54	62	715
Зайва енергія, кВт.год	73	23	26	22	405

Таблиця 10.15. Показники роботи для системи «вітро-водень плюс СЕС»

Місяць	березень	червень	вересень	грудень	за рік
Всього енергії, кВт.год	510	438	324	285	4370
Водень, нм^3	94	85	70	65	880
Зайва енергія, кВт.год	134	98	44	25	845

Показники роботи ВЕУ відповідно до розподілу Вейбула дещо відрізняються від фактичних, спостережених у 2014 р., тому до уваги братимемо головним чином додатковий вплив, спричинений наявністю СЕС (рис.10.9).

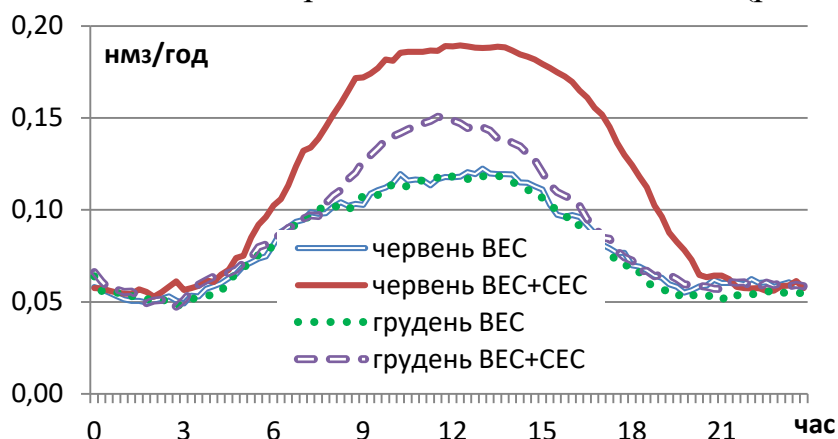


Рис. 10.9. Осереднена поточна продуктивність електролізу протягом доби

Отже, наявність СЕС номінальною потужністю 1 кВт додатково до ВЕС потужністю 2,25 кВт забезпечило б загальне збільшення виробітку електроенергії на 33%, в тому числі спожитої для виробництва водню – на 23%. Таким чином, наявність СЕС призводить до частішого перевищення максимальної потужності електролізу і необхідності утилізувати надлишкову електроенергію. Природним є збільшення потужності ЕЛ, але внаслідок модульного принципу таке зростання не може бути плавним, лише ступінчастим, в даному випадку мова може йти про подвоєння. До того ж надходження сонячної і відповідно електричної енергії помітне в основному в літні місяці (взимку це лише декілька відсотків додатково), то завантаження обладнання для електролізу виявиться ще більш нерівномірним. Так, для розглянутої конфігурації з одним ЕЛ 0,8 кВт кількість часу, коли використовується менше 50% доступної потужності електролізу, становить 59% загального часу при використанні лише ВЕУ (в т.ч. тривалість повного простою 13%), і 49% при додатковому використанні СЕС (в т.ч. тривалість повного простою 9%), а частка часу, коли потужність була надлишковою – відповідно 16% і 26%. Якби було встановлено два ЕЛ по 0,8 кВт кожен, то виробіток водню зріс би всього на 22%, а майже вся електроенергія була б використана електролізерами, і час використання їх потужності менш ніж на 50% зріс до 75%.

Що стосується вартісних показників, то для фотоелектричних модулів з супутнім обладнанням питому вартість можна вважати близькою до вартості малих ВЕУ. Тоді річний обсяг витрат (див. табл. 10.7) в розглянутій конфігурації обладнання зростає на 30%, при очікуваному зростанні виробництва водню на 23%, тобто собівартість водню зростає приблизно на четверть. Однак якби мова йшла лише про виробництво електроенергії, без обмежень потужністю електролізерів, то використання СЕС було б економічно виправданим.

В розглянутому прикладі мова йшла про використання ВЕУ 0,75 кВт, спеціально спроектованих для місцевості з низьким вітропотенціалом. Середня швидкість вітру на рівні 2,5 м/с вважається несприятливою для вітроенергетики. Наявність вищих швидкостей вітру забезпечуватиме вищу продуктивність ВЕУ, що спостерігається в південних регіонах України, при тому що продуктив-

вність СЕС також може зростати при зміщенні в південному напрямку. Отож остаточний висновок про доцільність комбінування ВЕС та СЕС має стосуватися конкретної місцевості, а також цінові співвідношення їх обладнання.

Як свідчать наведені розрахунки, при відповідних цінових показниках та кліматичному потенціалі можливо сформувати систему з ВДЕ та електролізерів, для якої співвідношення потужностей зазначеного обладнання забезпечить мінімальну собівартість водню як кінцевої продукції. Зрозуміло, за інших умов експлуатації та тарифної політики ці співвідношення будуть змінюватися, але математична модель системи підтверджує існування оптимуму.

Розрахунковий рівень собівартості водню з використанням вітчизняного обладнання співмірний з аналогічними зарубіжними результатами для автономних систем.

Сумісне використання вітрової та сонячної енергії доцільне в сенсі зростання загального виробництва електроенергії, але при цьому зростає нерівномірність генерування електроенергії, оскільки робота СЕС неможлива у нічні години, на відміну від ВЕУ. Однак якщо планувати роботу обладнання лише на денний час, то використання СЕС стає цілком виправданим.

Лекція 11

Класифікація гібридних систем. Використання відновлюваних джерел енергії в гібридній енергосистемі.

Особливості комбінованих систем енергопостачання з ВДЕ

Гібридні електростанції на основі ВДЕ – це комбіновані системи електроживлення, в яких, крім сонячних батарей чи вітрогенераторів, для забезпечення електроенергією можуть використовуватися й інші джерела: централізована електромережа, бензинові або дизельні електроагрегати, тощо. Для резервування енергії застосовуються системи акумуляування, потреба в них залежить від наявності централізованої електромережі та вимог до якості живлення.

Елементи комбінованої системи електропостачання можуть працювати в паралельному, послідовному або послідовно-паралельних режимах. Здебільшого комбінована електроенергетична система працює в паралельному режимі, коли електроенергію виробляють одночасно всі елементи енергосистеми. Для побудови математичної моделі необхідно дослідити зв'язки між цими елементами, внутрішні та зовнішні фактори, що впливають на функціонування системи. Внутрішні фактори системи: функція перетворення енергії джерела в електричну енергію, максимальна потужність установки або конструктивний параметр, що характеризуватиме вихідну потужність, та інше. Зовнішніми факторами системи є як контрольовані, так і неконтрольовані подачі носія енергії, який використовується генеруючими установками.

Високі техніко-економічні показники застосування ВДЕ, стабільні робочі параметри енергетичного обладнання і надійне енергопостачання споживачів досягаються при комбінованому виробленні електричної і теплової енергії, комплексному її акумуляуванні при поєднанні з технологіями традиційної енергетики. Для зниження флуктуації параметрів енергосистеми і підтримки необхідних робочих параметрів необхідно передбачити допоміжне обладнання, в тому числі для автоматичного управління режимами роботи.

Оптимальне співвідношення окремих елементів в комбінованих енергосистемах визначається з урахуванням багатьох факторів, що впливають на роботу таких систем. Використання відновлюваних джерел енергії в конкретних енергосистемах обумовлюється наступними факторами:

- рівнем забезпечення регіону (району, міста тощо) традиційними і нетрадиційними джерелами енергії з урахуванням їх потенціалу;
- кліматичними (метеорологічними) умовами;
- структурою систем енергопостачання і енергоспоживання;
- вимогами до якості електричної і теплової енергії;
- типом і параметрами навантаження;
- вимогами до погодинного графіка енергопостачання;
- економічними та екологічними факторами.

Комбіновані енергетичні системи для житлових і промислових об'єктів досить ефективні в експлуатації на всій території України. У середній і північній географічних зонах України недостатню кількість енергії, що виробляється вітровими і сонячними установками, доцільно компенсувати не збільшення їх потужності, а використанням традиційного палива. Для південних областей

України додатковим застосуванням пасивного теплового акумулювання в літню пору можна досягти повної автономності таких об'єктів.

Можливі варіанти комбінованих систем: повністю автономні, сполучені з загальною енергосистемою, з накопиченням енергії чи без нього, з використанням лише відновлюваних джерел енергії чи у поєднанні з генераторами від паливних джерел (дизель-генератор, газова турбіна тощо). Такі енергосистеми прийнято називати гібридними, що відображає різноманіття як джерел енергії, так і способів їх поєднання. Нижче наведено приклади побудови та функціональні схеми таких систем.

Мережеві енергосистеми.

Інтеграція комбінованих сонячних і вітряних енергетичних систем в загальну електромережу може сприяти зниженню загальних витрат і підвищенню надійності вироблення електроенергії з відновлюваних джерел. Мережа приймає надлишок потужності ВДЕ і компенсує нестачу, залежно від ситуації.

Гібридні системи, що працюють на електромережу, можуть мати різні топології. Можуть бути приєднаними до спільної шини постійного струму, що інтегрується до мережі через інвертор (рис. 11.1), який діє як інтерфейс між джерелами енергії і мережею і контролює напругу шини постійного струму. Тут окремі блоки можуть бути використані для досягнення максимальної потужності фотоелектричних і вітрових систем. Банк батарей акумулятора заряджається, коли є надлишкова потужність, і розряджається (шляхом подачі енергії), коли існує дефіцит потужності з відновлюваних джерел. Відновлювані джерела можуть передавати енергію і безпосередньо до мережі через індивідуальні інвертори (рис. 11.2).

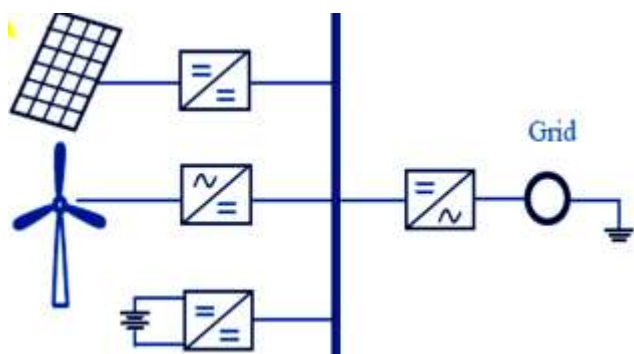


Рис. 11.1. Мережева гібридна система зі спільною шиною постійного струму

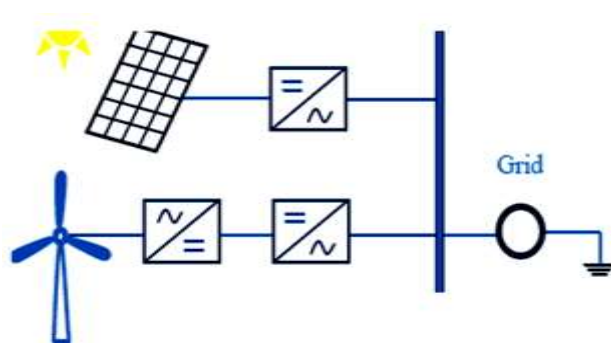


Рис. 11.2. Мережева гібридна система зі спільною шиною змінного струму

Хоча гібридна мережа зменшує обсяг процесів перетворення струму в індивідуальних джерелах, виникає багато практичних проблем при її застосуванні в інфраструктурі з домінуванням змінного струму. Потрібні спеціальні контролери для динамічної підтримки напруги і стійкості перехідних процесів при високому рівні впровадження фотоелектричних чи вітряних установок без вживання додаткових заходів з посилення електромережі чи обмежень на її функціонування.

Загалом гібридні системи здатні негативно впливати на якість електроенергії в мережі (табл.11.1). Це флуктуації напруги, частоти, поява вищих гармонік, тощо.

Таблиця 11.1. Головні проблеми мережевих енергосистем та засоби їх вирішення

Проблеми	Засоби вирішення
Флуктуації напруги при варіюванні швидкості вітру та сонячної радіації.	Шунтуючі фільтри, силові компенсатори. Використання устаткування, менш чутливого до дисбалансу потужності.
Коливання частоти при раптовій зміні потужності споживання.	Контроль ширини імпульсу інвертора для регулювання частоти за допомогою PWM- контролера (pulse-width modulation).
Спотворення форми змінного струму.	PWM- конвертор та відповідні фільтри.
Вплив переривань потужності на безпеку експлуатації.	Регресійний аналіз, інші алгоритми прогнозування погоди, поточний прогноз і планування роботи. Регулювання потужності генерації системним оператором для усунення дефіциту чи профіциту, засоби управління з швидким реагуванням.

Пом'якшення впливу досягається застосуванням методів прогнозування та завчасного планування режимів роботи. Системний оператор може налаштувати інші джерела електроенергії для уникнення дефіциту або надлишку енергії від поновлюваних джерел; крім того, має значення географічний розподіл, уникнення концентрації поновлюваних джерел енергії в одній області. Вирівнювати режим постачання може також застосування пристроїв для зберігання енергії, таких як батареї безперебійного живлення. Для усунення коливань напруги можуть бути використані активні фільтри енергії, такі як динамічні регулятори напруги, статичні синхронні компенсатори і уніфіковані кондиціонери якості електроенергії. Для вирішення проблеми реактивної потужності застосовуються силові компенсатори, такі як фіксовані або регульовані конденсатори. Різкі зміни активної потужності можуть також призвести до небалансу між навантаженням і генерацією та спричинити флуктуації частоти змінного струму в мережі. З урахуванням вищесказаного, важливо розробити контури управління потужністю і контролю частоти для усунення проблем якості електроенергії. Так, засобами вирішення проблеми флуктуації напруги при варіюванні швидкості вітру та сонячної радіації є шунтуючі фільтри, силові компенсатори, використання устаткування, менш чутливого до дисбалансу потужності. Коливання частоти при раптовій зміні потужності споживання компенсується контролем ширини імпульсу інвертора (PWM- контролера).

Для передбачення імовірних режимів генерування та їх впливу на безпеку експлуатації слугують регресійний аналіз і інші алгоритми прогнозу погоди, планування роботи системи. Важливим засобом є регулювання потужності генерації системним оператором для усунення дефіциту чи профіциту, застосування засобів управління з швидким реагуванням.

Автономні енергосистеми.

Мікромережа є відмінним рішенням для віддалених районів, де прокладка ліній електропередачі не вигідна економічно або складна через труднощі рельєфу місцевості і т.д. Ізольовані системи можуть бути поділені також на дві ос-

новних топологій: загальну шину постійного струму або загальну шину змінного струму. Змінний характер сонячних і вітрових ресурсів може бути частково подоланий шляхом інтеграції двох ресурсів в оптимальне поєднання. Сила одного джерела може подолати слабкість іншого протягом певного періоду часу і, отже, система стає більш надійною. Можливим шляхом забезпечення надійності є, наприклад, використання допоміжного дизель-генератора. Для автономних джерел енергії серйозну економічну проблему представляє вартість зберігання енергії; об'єднання сонячної і вітрової генерації в комбіновану енергосистему може зменшити потребу в акумулюючих потужностях і в кінцевому рахунку зменшити загальну вартість системи, оскільки акумуляторні батареї коштують дорожче і мають коротший термін служби в порівнянні з сонячними панелями і вітровими турбінами.

Варіантом схеми приєднання може бути загальна шина постійного струму і спільний інвертор (рис. 11.3); однією з головних переваг такої топології є можливість поєднання різних джерел генерації, які не зобов'язані працювати на постійній частоті і в синхронізмі. Напруга в шині постійного струму може бути встановлена фіксованою, а струм від кожного джерела регулюється незалежно. Вся сумарна потужність спрямовується на спільний інвертор. Акумуляторна батарея слугує для стабілізації напруги.

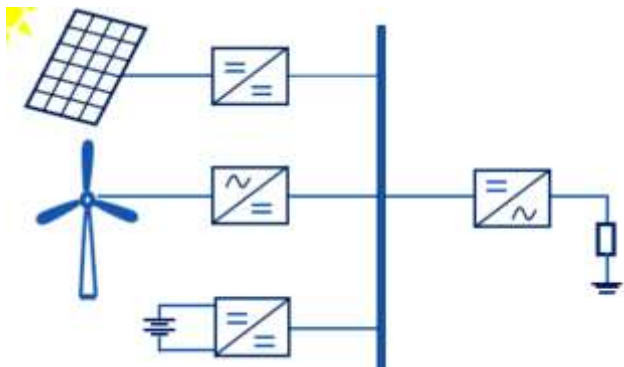


Рис. 11.3. Автономна гібридна система зі спільною шиною постійного струму

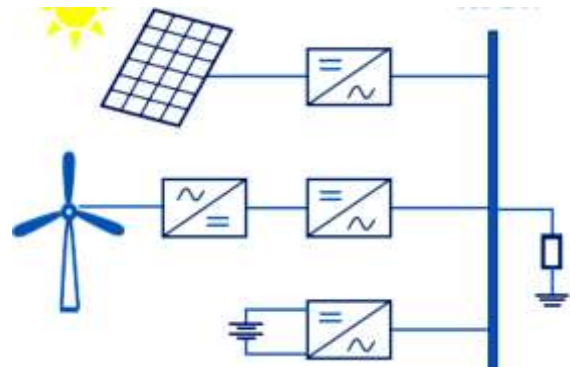


Рис. 11.4. Автономна гібридна система зі спільною шиною змінного струму

Застосування силових електроніки є традиційним способом управління гібридною системою, при цьому головною задачею є забезпечення максимальної енерговіддачі сонячних і вітряних енергетичних ресурсів (досягнення точки максимальної потужності), але також зменшуються можливі флуктуації потужності. На рис. 11.4 показано автономні сонячні і вітрові станції комбінованої системи з спільною шиною змінного струму. Форма приєднання до спільної шини змінного струму широко використовується в усьому світі і має багато переваг, таких як простота в експлуатації і можливість індивідуального підключення, низька вартість і можливість розширення відповідно до потреб. З іншого боку, контроль напруги та частоти змінного струму, управління загальною енергією є певними проблемами, характерними для цього типу топології. Потужність кожного джерела відновлюваної енергії спрямовується на потреби споживання через індивідуальні перетворювачі, а акумуляторна батарея слугує для стабілізації напруги в спільній шині. Отже, електронні блоки можуть бути використані

окремо для кожної системи МРРТ (досягнення максимальної потужності) сонячних чи вітрових станцій.

Контроль за зміною режиму роботи генераторів звичайно стосується частоти та напруги, для потреб розподілу навантажень при паралельній роботі кількох джерел. Він також може бути використаний для правильного розподілу струму в мікромережі. Контроль за кожним перетворювачем може здійснюватися децентралізовано. При цьому практично немає зв'язку між об'єктами в мережах змінного струму, хіба що контроль за пропускнуою здатністю ліній.

Переривчатий характер надходження енергії від сонця і вітру має величезний вплив на безпеку енергозабезпечення, коли споживачі не мають ніякого зв'язку з загальною мережею. Таким чином, будь-який дефіцит виробництва електроенергії з цих джерел може залишити підключені навантаження без живлення. Коливання напруги, частоти і спотворення гармонік є основними питаннями щодо якості електроенергії. Коливання напруги можуть впливати на загальну надійність гібридної енергосистеми. Коливання частоти можуть бути зменшені завдяки використанню акумуляції енергії та фільтруючих пристроїв (табл.11.2.).

Таблиця 11.2. Головні проблеми автономних енергосистем та засоби їх вирішення

Проблеми	Засоби вирішення
Висока вартість акумуляування	Комбінація вітрової та сонячної енергії зменшує потреби в акумуляуванні і відповідно загальну вартість системи.
Втрати корисної енергії протягом року	Поєднання відновлюваних джерел енергії з акумуляторними батареями і дизель-генератором як резервним живленням.
Безпека	Захисні пристрої, включаючи вдосконалення існуючих схем захисту, зокрема, розосереджена система генераторів.
Недостатнє акумуляування	Поєднання відновлюваних джерел з паливними комірками.
Екологічність та безпека використання акумуляторних батарей та водневих балонів	Поєднання відновлюваних джерел з паливними комірками замість великих свинцево-кислотних батарей чи суперконденсаторів, що створює надійне й чисте джерело енергії і знижує загальні витрати.

На рис. 11.5 зображено гібридну енергосистему з акумуляуванням, приєднану до мікромережі змінного струму. Така система може працювати як з мережею, так і автономно. Джерела енергії приєднані паралельно до спільної шини змінного струму через індивідуальні перетворювачі, що дає їм змогу в мережевому режимі працювати незалежно. Акумуляторна батарея працює на зарядку чи розрядку залежно від ситуації з поточною потужністю генераторів та потребою споживачів. При автономній роботі кожне джерело енергії живить споживача напряму, а акумулятор слугує для підтримки рівня напруги. Точка максимальної потужності в мережевому режимі забезпечується для кожного

джерела окремо; при автономній роботі це можливо лише за умови використання акумуляторів.

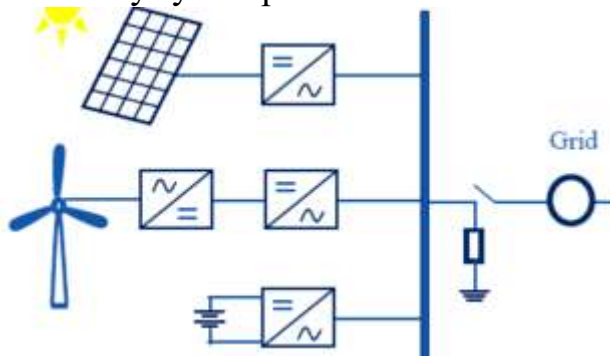


Рис. 11.5. Гібридна мікромережа з акумуляюванням енергії та подальшим інвертуванням

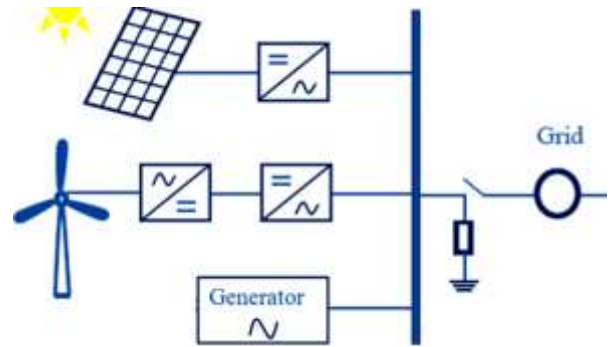


Рис. 11.6. Гібридна система з традиційним джерелом енергії (наприклад, дизель-генератором)

В якості акумулятора енергії може використовуватися застосування надлишкової електроенергії для електролізу води та виробництва водню, який через паливні комірки повертає енергію в мережу.

При іншій конфігурації виробництво водню може бути головним споживачем енергії ВДЕ, а водень – кінцевою продукцією. При цьому мережа використовується в якості допоміжного споживача чи джерела енергії, залежно від наявності вітру та сонячної радіації.

Отже, основні проблеми, що виникають при експлуатації автономних гібридних енергосистем: висока вартість акумуляювання, втрати корисної енергії, екологічність та безпека при використанні акумуляторних батарей та водневих балонів. Основні засоби їх вирішення: комбінація вітрової та сонячної енергії, що зменшує потреби в акумуляюванні і відповідно загальну вартість системи; поєднання відновлюваних джерел енергії з акумуляторними батареями і дизельним генератором як резервним живленням; поєднання відновлюваної енергії з водневими технологіями та паливними комірками.

З метою оцінювання експлуатаційної надійності в локальних енергосистемах (ЛЕС) з урахуванням особливостей усталених режимів умовно ділять всі джерела живлення на три типи:

- 1) джерела централізованого електропостачання;
- 2) джерела розосередженої генерації (РГ) безперервного електрозабезпечення;
- 3) джерела РГ, вихідні параметри яких залежать від погодних умов і не є регульовані (ВЕС, СЕС).

ЛЕС визначено як сукупність генеруючого електрообладнання обмеженої потужності низької напруги, перетворювачів та споживачів електроенергії, з'єднаних між собою з урахуванням топології розподільної мережі (рис. 11.7), у яких протікають єдині електромагнітні процеси, характерні для режимів генерації, перетворення, розподілу та споживання електроенергії, котре відповідає структурі сучасних локальних систем Microgrid.

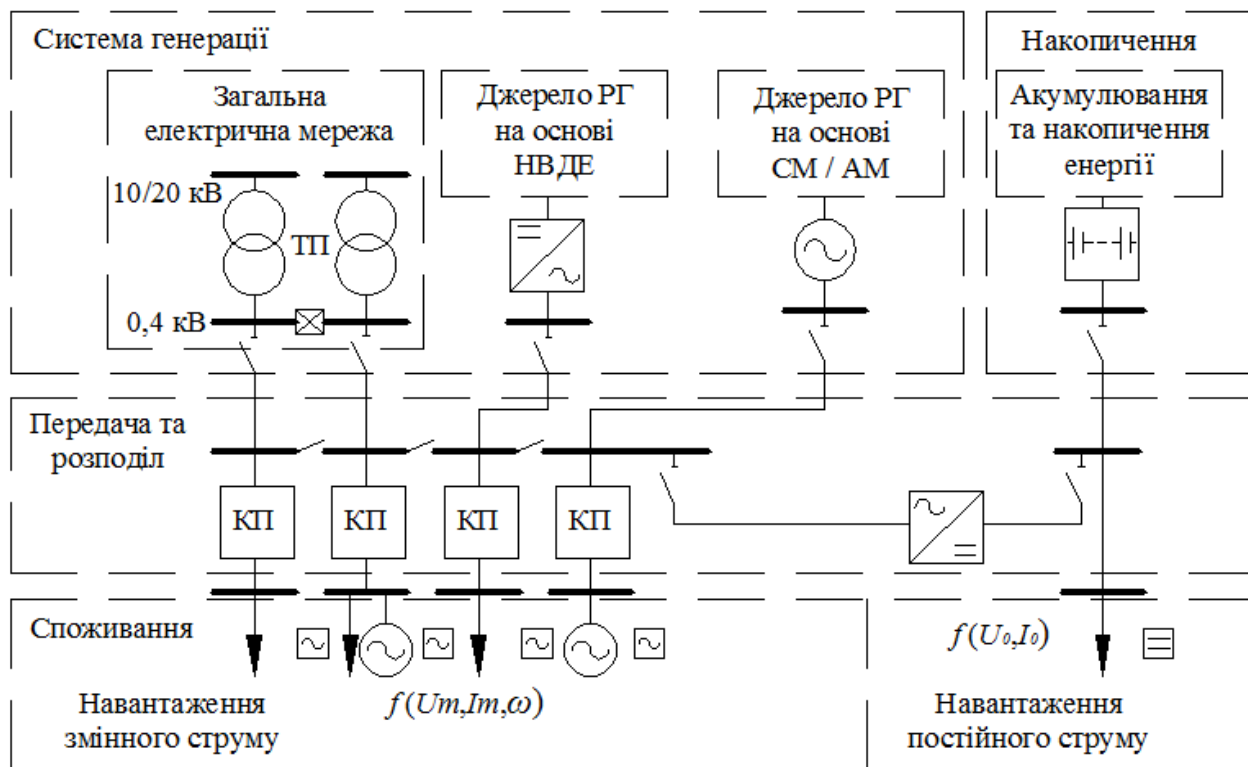


Рис. 11.7. Комплексна структура локальної ЕС (Microgrid)

КП - коригуючі пристрої, РГ - розосереджена генерація, НВДЕ - нетрадиційні та відновлювані джерела енергії, СЕ - силова електроніка. СМ/АМ – синхронна/асинхронна машина

В якості електричного генератора може виступати як дизель- чи газова установка на традиційному чи біопаливі, так і мала ГЕС. Отже, контрольована допоміжна генерація може бути як традиційною, так і відновлюваною, і слугувати для стабілізації енергопостачання за відсутності централізованої мережі чи для її розвантаження в години «пікового» споживання.

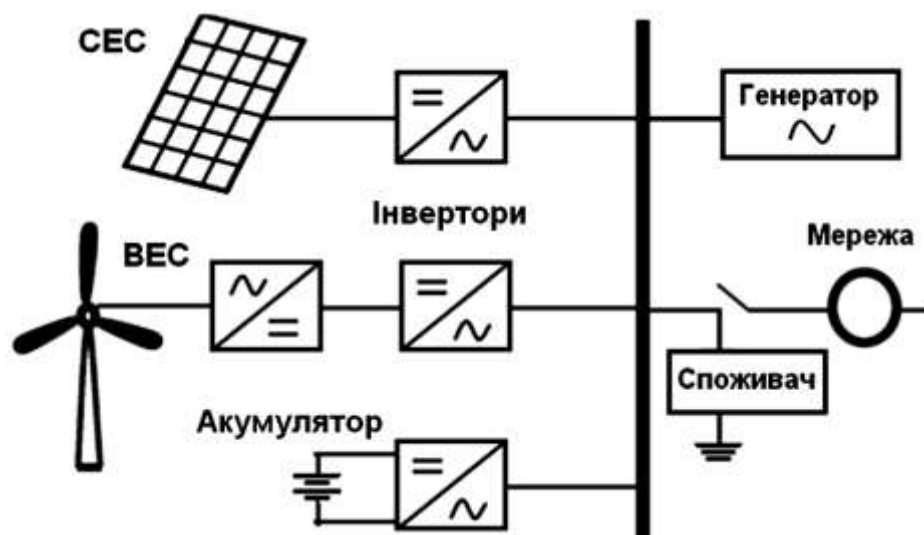


Рис. 11.8. Блок-схема комбінованої мережево-автономної енергосистеми

Особливості історичного розвитку локальних енергосистем по мірі їх становлення відображено в табл. 11.3.

Таблиця 11.3. Особливості розвитку ЛЕС

Типи ЛЕС	Особливості ЛЕС
ЛЕС в умовах централізації генерації електроенергії на основі традиційних джерел змінного струму	Нарощування потужностей призвело до потреби маневрування графіків споживання. Проблеми порушення якості електроенергії. Порушення стійкості функціонування системи. Задачі забезпечення надійності системи
ЛЕС з РГ на основі джерел постійного струму та ЛЕС на основі традиційних джерел змінного струму	Обмежені потужності та відстань передачі електроенергії (значні втрати) для джерел постійного струму. Обмеження за типом навантаження
Поява у структурі ЛЕС джерел РГ на основі НВДЕ з пристроями СЕ	Побудова комплексних систем. Забезпечення дотримання якості електроенергії. Порушення стійкості функціонування системи. Забезпечення надійності системи. Поява джерел РГ на основі НВДЕ вимагає забезпечення стабільності ЛЕС

Показники роботи гібридних енергосистем

Існує множина показників якості електропостачання та ефективності регулювання енергетичних процесів, узгодження з показниками і режимами централізованих систем електропостачання та електронних систем, урахування типів структури локальних електротехнічних систем та алгоритми функціонування в них різнорідних традиційних і відновлюваних джерел РГ. Ці показники стосуються питань електротехніки і є загальними для енергосистем усіх видів. Однак застосування локальних систем з засобами розосередженої генерації на основі ВДЕ формує новий клас проблем і відповідних показників.

Питання узгодженості роботи об'єктів енергосистеми вирішується застосуванням перетворювального та керуючого обладнання, і є технічною проблемою. Разом з тим особливістю локальних енергосистем є потреба в оптимізації вибору складу генеруючих потужностей та їх характеристик, режимів сумісної роботи. Така оптимізація має враховувати особливості споживання енергії, вимоги до надійності забезпечення, наявний потенціал відновлюваних джерел енергії (сонячної, вітрової), вартісні показники.

Мережеві електростанції також повинні відповідати певним вимогам. Так, відповідно до впроваджуваних в Україні правил роботи ринку електричної енергії постачальники електроенергії є відповідальними за баланс своїх споживачів. З метою врегулювання небалансів учасник ринку має стати стороною, відповідальною за баланс, або передати свою відповідальність іншій стороні шляхом входження до балансуєчої групи. Електрична енергія, вироблена на об'єктах електроенергетики, що використовують відновлювані джерела енергії, може бути продана її виробниками за двосторонніми договорами, на ринку «на добу наперед» та внутрішньодобовому ринку, та на балансуєчому ринку. З цією метою такі виробники зобов'язані: увійти до складу балансуєчої групи виробників за «зеленим» тарифом, і щодобово подавати гарантованому покупцю свої добові графіки відпуску електричної енергії на наступну добу. Відхилення фактичних обсягів відпуску електричної енергії від добових графіків розглядаються як небаланси виробника за «зеленим» тарифом. Оскільки небаланс

енергії передбачає фінансову відповідальність, виробники електроенергії на вітрових та сонячних електростанціях мають якомога точніше прогнозувати свою генерацію, що потребує точного прогнозу погоди, та/або увійти до складу балансувальної групи, здатної компенсувати випадкові зміни поточної потужності СЕС та ВЕС. Визначення складу такої групи має бути оптимальним як з огляду на надійність енергозабезпечення споживачів, так і з точки зору фінансової ефективності. Отже, можна зазначити дві категорії параметрів для визначення розмірів компонентів гібридної системи на підставі методів оптимізації: економічні (фінансові) та технічні (показники надійності постачання енергії).

Мінімізація собівартості є найбільш уживаним економічним критерієм. Критерії надійності та енергоефективності також можуть мати економічне вираження; наразі розглянемо їх технічне формулювання.

Надійність системи енергоживлення – це здатність задовольняти вимоги щодо навантаження з достатньою гарантією безперервності і якості. Це поняття умовно можна поділити на адекватність системи і безпеку живлення. Безпека системи стосується її здатності протистояти можливим непередбаченим обставинам, не порушуючи межі нормальної роботи. Адекватність – це наявність достатнього потенціалу для задоволення попиту в рамках системи.

В світовій практиці, при плануванні роботи електростанцій на відновлюваних джерелах енергії дослідження їх впливу на надійність роботи енергосистеми на довготривалу перспективу є обов'язковими.

Для оцінки можливого впливу на надійність забезпечення споживачів електричною енергією, як правило, використовують такі показники:

- очікувана втрата навантаження (*loss of load expectation, LOLE*);
- очікувана втрата енергії (*loss of energy expectation, LOEE*);
- частота втрати навантаження (*loss of load frequency, LOLF*)
- невикористана (втрачена) на певному часовому інтервалі енергія (*WE*).

LOLE – очікуваний період, протягом якого навантаження енергосистеми перевищує доступну потужність генерації, год/рік. *LOLE* не характеризує важкість дефіциту. Незважаючи на цей недолік, останнім часом, цей показник досить широко використовується при обґрунтуванні будівництва нових електростанцій.

LOEE – очікувана кількість недоотриманої енергії впродовж року, МВт-год/рік, показує обсяг дефіциту електричної енергії в енергосистемі.

LOLF – число випадків виникнення дефіциту генеруючої потужності (попит перевищує генерацію), випадків/рік.

WE – надлишкова енергія, яка не була спожита чи акумульована.

Існують різні підходи до визначення індексів такого роду. Концептуально вони визначаються наступними виразами.

$$LOLE = \sum_{i \in S} p_i T_i ,$$

де p_i – імовірність перебування системи в i -му стані, S – множина всіх станів системи, що асоціюються з втратою навантаження, T_i – тривалість стану (дискретність по часу). Зазвичай *LOLE* – це середня кількість днів чи годин за певний період (як правило за рік), коли пікові навантаження перевищують досяжну

потужність генерації. І хоча цей показник не відображає ні обсягу, ні частоти появи дефіциту потужності, він є широко вживаним індексом.

Інший схожий показник, що застосовується при вивченні надійності енергосистеми – імовірність втрати навантаження *LOLP* (loss of load probability). Це прогнозована кількість часу в довгостроковій перспективі, коли очікуване навантаження буде більшим, ніж потужність наявних генеруючих потужностей. Одне з формулювань цього індексу:

$$LOLP = \sum_j P[C_j] \cdot P[L_j > C_j],$$

де $P[\cdot]$ – імовірність певної потужності (іноді позначається як *Prob*); C_j – досяжна в j -й відрізок часу генерована потужність; L_j – навантаження. Ці індекси пов'язані залежністю $LOLE = LOLP \cdot T$, $T = \sum_i T_i$.

Слід зазначити, що індекси *LOLP* чи *LOLE* не відображають сумарний дефіцит потужності, який виникає в моменти, коли відбуваються відключення споживачів. Крім того, важливо усвідомлювати, що години *LOLE* не є часом, протягом якого відбувається серйозне відключення, яке залишає цілі ринкові зони без енергії. Як правило, проблема вирішується за допомогою таких інструментів, як тимчасове зменшення напруги або вибіркове відключення великих промислових користувачів. Насправді в більшості країн мережеві збої внаслідок погодних впливів історично призвели до набагато більших втрат споживання, ніж недостатня генерація енергії.

Популярний показник втрати навантаження – індекс очікуваної відсутності енергії *EENS* (expected energy not served) або *EUE* чи *EEU* (expected unserved energy). Якщо відома крива тривалості навантаження (в осях «час-потужність»), то площа під цією кривою представляє енергію, що використовується в конкретному розглянутому періоді. Маючи імовірний розподіл генерованої потужності, можна обчислити очікуваний обсяг недопоставленої енергії. Результат такого підходу зазвичай представляється як ймовірне співвідношення між фактичною нестачею живлення і енергією, необхідною системі. Це відношення, як правило невелике число, називають індексом ненадійності енергії. Більш практичний варіант отримують шляхом віднімання індексу ненадійності від одиниці. Кінцевий показник відомий як індекс надійності енергії. Нехай ймовірність недостатньої потужності на k -му інтервалі часу позначено p_k ; втрачена внаслідок дефіциту енергія навантаження, як недовиконана робота, дорівнює E_k . Тоді ймовірна втрачена (недопоставлена) енергія *LOEE* (loss of energy expectation) дорівнює $p_k E_k$, а очікувана втрата енергії за певний період розраховується як $LOEE = \sum_{k \in S} p_k E_k$. Як правило, обирається розмірність «МВт·год/рік». Нормалізований індекс визначається діленням на загальну спожиту енергію:

$$LOEE_n = \sum_{k=1}^n \frac{p_k E_k}{E_\Sigma}, \quad E_\Sigma = \sum_{t=0}^T E_L(t) \cdot \Delta t.$$

Тут n – кількість часових періодів (при часовій дискретності «год/рік» $n=8760$, для «днів/рік» $n=365$).

Відхилення генерованої потужності від потреб споживання може призвести до коливань напруги. Показником якості профілю напруг (voltage quality) може бути величина відносного відхилення поточної напруги від нормальної:

$$VQ(T) = \sum_{t=0}^T \frac{|V_{norm} - V(t)|}{V_{norm}}.$$

Існують також інші способи оцінки надійності енергозабезпечення. При управлінні розвитком об'єднаної енергосистеми (ОЕС) ключове значення має забезпечення балансової надійності або адекватності системи генерації з урахуванням пропускних спроможностей системоутворюючої мережі, тобто її здатність забезпечувати покриття попиту в електричній потужності та енергії заданої якості при планових та очікуваних (вірогідних) простоях елементів ОЕС. В якості основних критеріїв для оцінки адекватності, можуть використовуватись такі:

- математичне очікування річного обсягу обмежень споживачів в електричній енергії $M[\Delta W]$, (аналогами є *EUE* або *LOEE*, МВт·год /рік);
- відносне задоволення споживачів електричною енергією $\pi = 1 - M[\Delta W] / L_T$ (L_T - попит споживачів на електричну енергію протягом часу T);
- інтегральні ймовірності появи дефіциту потужності (J_d);
- ймовірність втрати навантаження (в.о.) - *LOLP*;
- середнє число днів дефіциту потужності, тобто тривалості втрати навантаження, діб в рік (*LOLE*, інше позначення – *LOLE*₃₆₅);
- середнє число годин дефіциту потужності в рік, іноді називають тривалістю втрати навантаження в годинах за рік (*LOLH*, інше позначення – *LOLE*₈₇₆₀).

Перший з перерахованих показників відноситься до іменованих, інші – до відносних. При цьому показник π малочутливий до збурень і несе практично ту ж інформацію, що і показник $M[\Delta W]$, тільки у відносних одиницях. З точки зору раціональності прийнятих рішень щодо розвитку ОЕС відносні (ймовірні) показники балансової надійності більш інформативні.

Для оцінки наявності дефіциту потужності в загальному випадку необхідно здійснити оптимізацію режиму за мінімумом загальної вартості спожитої електроенергії з формалізацією балансів виробництва-споживання. При їх проведенні вважається, що обмеження на можливість використання доступної потужності генерації відсутні, за винятком ВЕС і СЕС, які задаються випадковим чином з певного діапазону. Потужність споживачів, як правило, вибирається з певного діапазону випадковим чином. При виникненні дефіциту генерації диспетчерська служба ОЕС вживає заходів для його усунення, тобто неможливо розглядати стан ОЕС в певний час конкретної доби як незалежний від суміжних. Отже, для коректного розрахунку *LOLH* необхідно використання складної методології з урахуванням всіх чинників. Тому критерій *LOLE* сьогодні є найбільш використовуваним у світі для оцінки балансової надійності.

Значення показника балансової надійності повинно обиратися на основі визначення того рівня надійності покриття потреб споживачів в електроенергії, за якого додаткові витрати на його підвищення для ОЕС стають більшими, ніж компенсація вірогідного рівня збитків споживачів. Так, у колишньому СРСР імовірнісний норматив надійності у вигляді $J_d = 0,004$ мав саме таке обґрунтування, яке базувалось на співставленні додаткових витрат на підвищення надійності енергопостачання та економічних втрат споживачів від перерви в елект-

ропостачанні. Звісно, такий підхід потребує постійного корегування значень показників балансової надійності під впливом зміни вартості додаткової генерації, необхідної для покриття дисбалансів в умовах лібералізованого ринку електроенергії, та рівня збитків від переривів в електропостачанні у окремих груп споживачів. Саме тому у розвинених країнах показники надійності не мають свого економічного обґрунтування. На основі експертних оцінок прийняті їх певні значення, що служать індикаторами вибору рішень щодо забезпечення належного рівня надійності ОЕС. Так, загальноприйнятий стандарт середнього числа днів дефіциту потужності $LOLE$ у багатьох розвинених країнах дорівнює 0,1 діб/рік або 1 добі в 10 років (США), у Франції $LOLH = 3$ год./рік, у Великобританії $LOLH = 4$ год./рік, в Ірландії $LOLH = 8$ год./рік.

Розглянуті підходи були цілком прийнятними для традиційних енергосистем на базі контрольованих джерел енергії. Але швидкий розвиток технологій генерації електроенергії на базі використання ВДЕ, які не мають гарантованого джерела первинного енергоносія (в першу чергу це стосується вітрової та сонячної енергетики), обумовив появу нових проблем в контексті забезпечення надійності при управлінні розвитком ОЕС. Важливою проблемою є те, що поряд з можливістю дефіциту потужності в ОЕС виникає проблема можливості виникнення надлишку потужності при одночасному високому значенні поточної потужності на ВЕС та СЕС та мінімальних рівнях можливого виробництва електроенергії на електростанціях інших типів. Коливання енергобалансу необхідно компенсувати за рахунок зміни потужності інших, традиційних джерел, для чого необхідна наявність відповідного діапазону регулювання на них, додатково до необхідного для покриття змін навантаження споживачів і забезпечення нормативної якості електроенергії. Тому проблема балансової надійності стає не тільки проблемою оцінки достатності генеруючих потужностей з необхідною вірогідністю, що передбачає розрахунок $LOLE$ та $LOLH$, а і відповідності можливостей генерації забезпечувати надійне покриття потреб споживачів з урахуванням коливань потужності ВЕС та СЕС, яка може змінюватись в межах певного діапазону, в граничному випадку від нуля до максимальної потенційно доступної потужності цих технологій. Отже, вбачається за необхідне запровадження такого критерію, як поява надлишку потужності, для оцінки вірогідності виникнення таких ситуацій в ОЕС.

Популярним для оцінки автономних та гібридних енергосистем є індекс імовірної втрати живлення $LPSP$ (loss of power supply probability) – це показник, що відображає імовірність втрати можливості до забезпечення енергією потреб споживача, аналогічно до $LOLP$. Інша назва – дефіцит потужності (DPS - deficiency power supply). Оскільки умова забезпечення потужності може виконуватися не в кожен момент часу t , показники (індекси) надійності визначаються як імовірні величини.

Нехай є поточна потужність генерування, наприклад від фотоелементів та ВЕУ: $P_{CEC}(t)$, $P_{BEC}(t)$, та потреба споживача (навантаження) в момент часу t : $P_{load}(t)$. Можливі наступні ситуації, коли є надлишкова енергія і вона акумулюється; рівність споживання і генерації (баланс потужності); дефіцит енергії, що компенсується акумуляторною батареєю, наскільки дозволяє її ємність (доки потужність батареї не знижується нижче встановленого мінімального рівня). В

останньому випадку індекс втрати живлення на часовому інтервалі Δt розраховується так:

$$LPS(t) = P_{load}(t) \cdot \Delta t - \{ [P_{CEC}(t) + P_{BEC}(t)] \cdot \Delta t + C_{bat}(t-1) - C_{bat,min} \} \cdot \eta_{inv},$$

де η_{inv} – коефіцієнт енергоефективності інвертора. Індекс LPSP може бути визначений як відношення всіх індексів втрати живлення до загальної потреби на

даний момент часу:
$$LPSP = \frac{\sum_{t=1}^T LPS(t)}{\sum_{t=1}^T P_{load}(t) \cdot \Delta t}.$$

Очікування втрати навантаження розраховується з використанням кривої тривалості навантаження. Площа під цією кривою представляє енергію, що використовується в конкретному розглянутому періоді, звідси може бути обчислена очікувана недопоставлена енергія. Результат такого підходу зазвичай представляється як ймовірне співвідношення між нестачею живлення і енергією, необхідною системі. Це відношення, як правило невелике число, називають індексом ненадійності енергії. Більш практичний варіант отримують шляхом віднімання індексу ненадійності від одиниці. Кінцевий показник відомий як індекс надійності енергії.

Нехай ймовірність невикористаної (відключеної) генерованої потужності позначено P_k ; втрачена через відключення потужність дорівнює E_k . Тоді ймовірна втрачена енергія $LOEE$ (Loss of Energy Expectation) дорівнює $E_k P_k$, а очікувана втрата енергії розраховується як $LOEE = \sum_{k=1}^n E_k P_k$. Нормалізований індекс визначається діленням на загальну енергію нижче кривої навантаження. Індекс ненадійності енергії EIR (Energy Index of Unreliability):

$$EIR = 1 - LOEE_n = 1 - \sum_{k=1}^n \frac{E_k P_k}{E_{load}}$$

Коли генерована енергія є надмірною, вона втрачається як невикористана. При перевищенні потреб і повністю зарядженій батареї акумуляторів втрачена на елементарному часовому інтервалі енергія визначається рівністю:

$$WE(t) = [P_{CEC}(t) + P_{BEC}(t)] \Delta t - \left(\frac{P_{load}(t)}{\eta_{inv}} \Delta t + \left(\frac{C_{bat,max} - C_{bat}(t-1)}{\eta_{cha}} \right) \right),$$

де C_{bat} – рівень зарядки акумуляторних батарей.

Частка надлишкової енергії EXC (energy excess) за період T :

$$EXC(T) = \frac{\sum_{t=0}^T WE(t) \cdot \Delta t}{E_{\Sigma}}.$$

При автономній роботі енергосистеми вимоги споживачів до якості енергії можуть бути такими ж, як і при централізованому постачанні. Тоді зазначені вище індекси стосуватимуться вибору акумуляторної батареї, що відповідала б потребам споживачів при заданих значеннях індексів. Саме до такого роду критеріїв належать індекси EXC та WE . Можна також запровадити індекси по аналогії з $LOLE$ чи $LOEE$, де відповідні події стосуються надлишку потужності чи енергії. Наприклад: $LOGE = \sum_{i \in S1} p_i T_i$, де $S1$ – множина всіх станів системи, що

асоціюються з втратою генерованої енергії, $LOGP = LOGE / T$, або $LOG = \sum_{k \in S1} p_k G_k$, де G_k – надлишкова генерована енергія.

За відсутності акумулювання мало б бути $LOLP = 1 - LOGP$, а умовою оптимізації при виборі ємності акумуляторів вважати $\min(LOLP + LOGP)$.

При роботі разом з контрольованим генератором (резервним джерелом енергії на традиційному паливі) до оцінки надійності додається вимога мінімізації витрат палива при максимальному використанні ВДЕ, а також зниження собівартості енергії. Тут критеріями роботи енергосистеми будуть не лише показники надійності (її може забезпечити традиційна генерація), а й економічні та екологічні критерії. Оптимізація розпочинається ще на етапі проектування, при виборі обладнання та конфігурації енергосистеми, що забезпечує електроенергією відповідно до потреб споживача. При цьому метою оптимізації можуть бути: забезпечення надійного живлення для створення належних умов експлуатації обладнання чи/та побутових умов; ефективне використання всієї виробленої енергії, тобто мінімізація її втрат; максимальна комерційна привабливість, або мінімізація собівартості енергії. Як правило, має вирішуватися багатокритеріальна задача оптимізації.

Лекція 12

Обмеження щодо рівнів впровадження вітрових та сонячних електростанцій до об'єднаної енергосистеми. Методи розрахунку досяжних рівнів впровадження

Структура та маневрові можливості ОЕС України

Необхідність виконання умов роботи енергосистеми, зокрема забезпечення показників надійності роботи, формує вимоги до обсягу відновлюваних, в першу чергу неконтрольованих джерел енергії, які можуть бути інтегровані до ОЕС без шкоди для її функціонування. Ці вимоги ґрунтуються на наявності маневрових та резервних потужностей, які відповідали б змінному характеру генерації та споживання енергії (рис. 12.1).

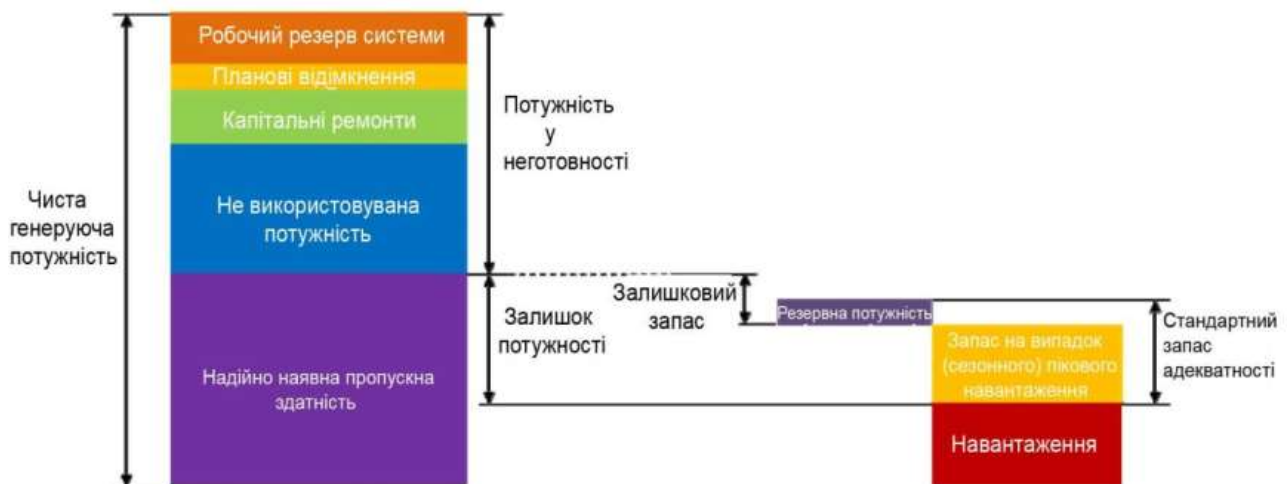


Рис. 12.1. Концепція визначення адекватності генерації

Паралельна робота електростанцій ОЕС України здійснюється у відповідності до добового диспетчерського графіку навантаження з погодинним розподілом. Приклад добового графіка навантаження ОЕС України наведено на рис. 12.2. На графіку виділяють три зони: базова, напівпікова і пікова.

В базовій зоні працюють електростанції з кількістю годин використання встановленої потужності більше 6000 год/рік. Як правило це електростанції, які не можуть змінювати свою потужність чи змінюють в обмеженому діапазоні (АЕС та ТЕЦ) або мають низьку вартість виробленої електроенергії. Також в базовій зоні працюють частково ГЕС під час паводку та для підтримки рівня води в річках.

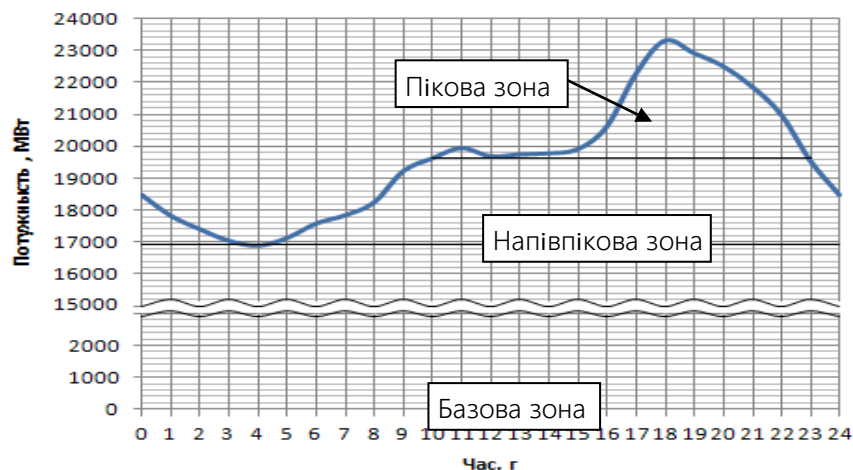


Рис. 12.2. Добовий графік навантаження ОЕС України.

В *напівпіковій зоні* працюють електростанції з кількістю годин використання встановленої потужності від 2000 до 6000 год/рік. В цій зоні також повинні працювати високоманеврені електростанції, такі як ГЕС.

В *піковій зоні* працюють електростанції з кількістю годин використання встановленої потужності менше 2000 год/рік. Це високоманеврені електростанції – ГЕС і ГАЕС.

Для забезпечення стабільної роботи ОЕС України в структурі генеруючих потужностей базові повинні складати 50-55%, напівпікові – 30-35%, пікові – 15%. В ОЕС України спостерігається брак пікових потужностей (10% проти необхідних 15% у 2011 р.; 8-9% у 2016 р.), табл. 12.1. Внаслідок цього до регулювання досить активно залучають енергоблоки ТЕС.

Таблиця 12.1. Встановлена потужність електричних станцій ОЕС України (МВт)

Тип \ місяць	12/2010	12/2011	12/2012	12/2013	12/2014	12/2015
АЕС	13835	13835	13835	13835	13835	13835
ТЕС ГК	27347	27272	27408	27616	27700	24523
ТЕЦ	6426.9	6429.8	6482.8	6646.2	6599.3	5940.4
ГЕС	4596.9	4603.5	4609.7	4610.6	4668.2	4698.5
ГАЕС	861.5	861.5	861.5	861.5	1185.5	1185.5
СЕС	8.1	187.5	317.8	563.4	582	359.1
ВЕС	86.2	121.3	262.8	371.7	508.7	289.5
Станції на біопаливі	0	0	0	0	35.4	52.4

Тип \ місяць	12/2015	12/2016	12/2017	12/2018	12/2019	12/2020
АЕС	13835	13835	13835	13835	13835	13835
ТЕС ГК	24523	24565	24565	21842	21842	21842
ТЕЦ	5940.4	5946.8	5972.3	6099.5	6091.1	6069.6
ГЕС	4698.5	4711	4719.2	4731.7	4809.1	4812.5
ГАЕС	1185.5	1509.5	1509.5	1509.5	1487.8	1487.8
СЕС	359.1	457.97	758.4	1224.8	3555.4	5153.9
ВЕС	289.5	300.4	328.4	389	1025	1109.7
Станції на біопаливі	52.4	62.6	96.9	98.7	142.5	187.7

Тип \ місяць	01/2020	03/2020	05/2020	07/2020	09/2020	11/2020
АЕС	13835	13835	13835	13835	13835	13835
ТЕС ГК	21842	21842	21842	21842	21842	21842
ТЕЦ	6096.6	6069.6	6069.6	6069.6	6069.6	6069.6
ГЕС	4809.3	4810.6	4810.8	4811.9	4812.4	4812.5
ГАЕС	1487.8	1487.8	1487.8	1487.8	1487.8	1487.8
СЕС	3792.8	4231.3	4515.4	4683.8	4938.3	5061.6
ВЕС	1036.5	1036.5	1064.7	1070.7	1070.7	1070.7
Станції на біопаливі	142.5	151.9	168.9	171.2	177.2	186.1

Частка потужності певного типу електростанцій може не відповідати їх участі в генерації енергії. так. в Україні після 2013 року спостерігались проблеми з забезпеченням паливом теплових електростанцій, спостерігалось помітне

збільшення ваги атомних станцій в загальному балансі (рис. 12.3). свою роль при цьому грає і ціновий фактор, тобто собівартість енергії.

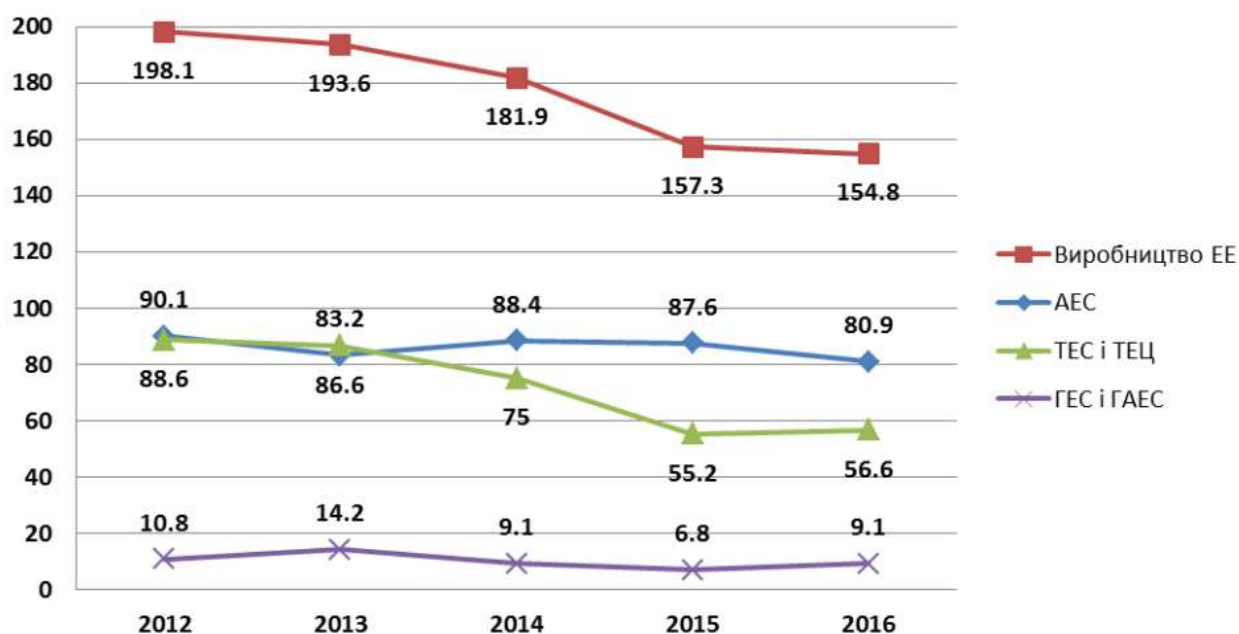


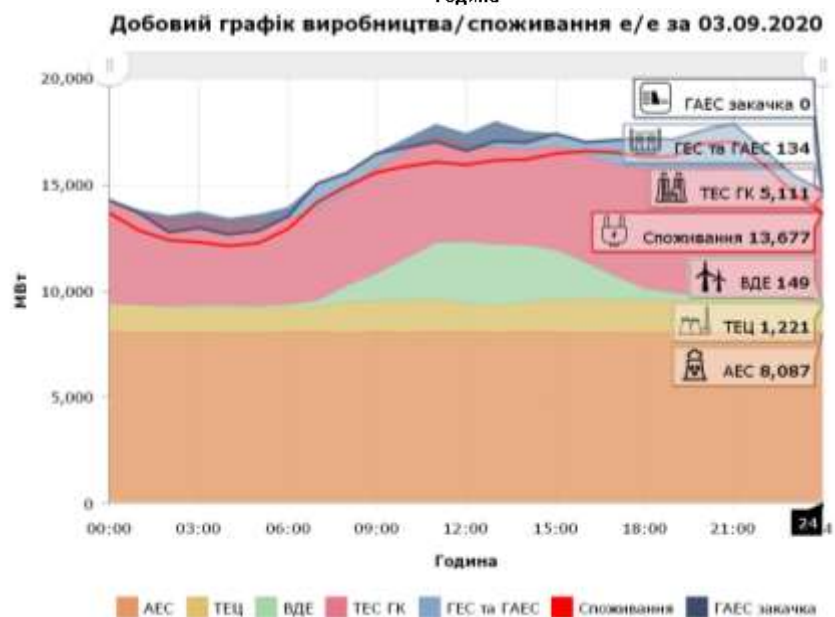
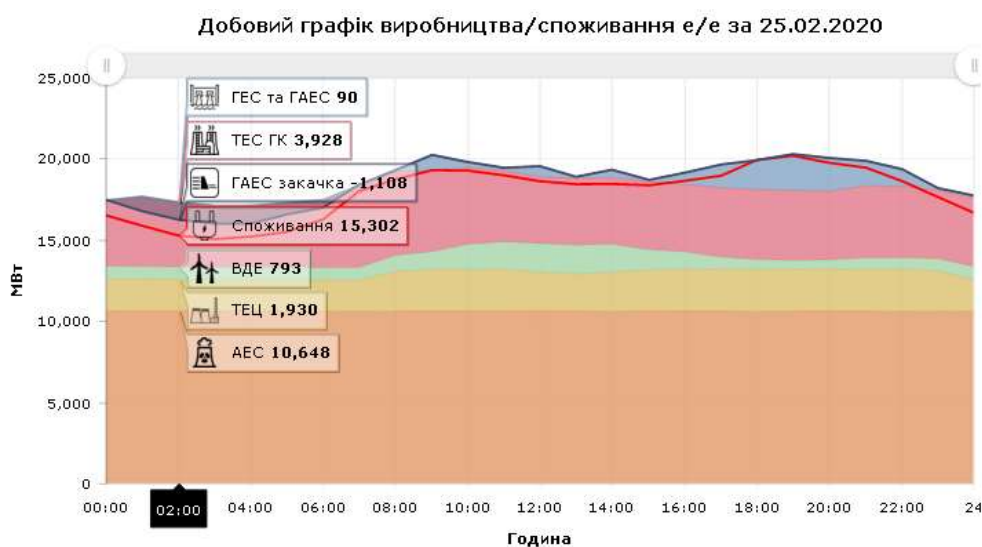
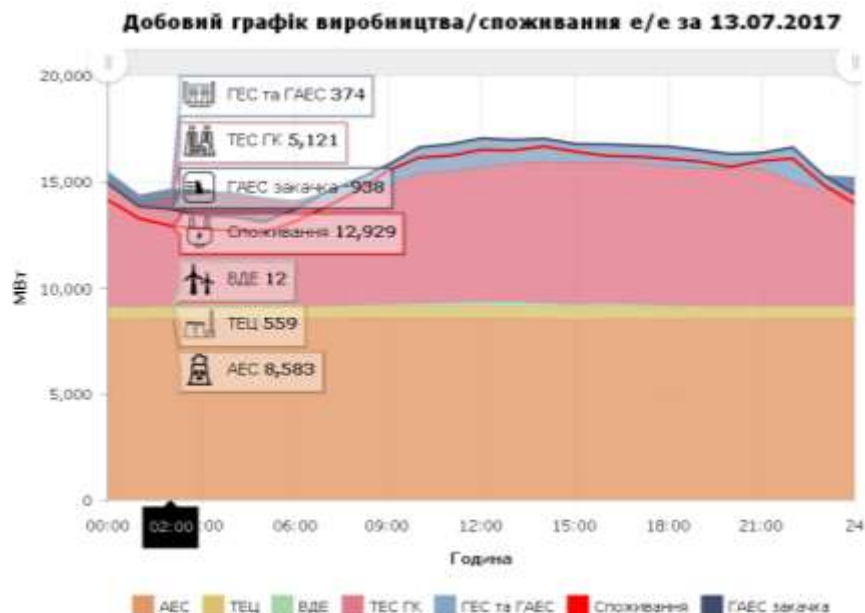
Рис. 12.3. Динаміка виробництва електроенергії ОЕС України, млрд.кВт·год

Таблиця 12. 2. Динаміка і структура виробництва електроенергії в Україні

Виробіток електроенергії	2019 рік		2020 рік		+/- до 2019	
	млн кВт·г	%	млн кВт·г	%	млн кВт·г	%
Всього	153967,1	100,0	148854,0	100,0	-5113,1	-3,3
ТЕС та ТЕЦ, з них:	55785,0	36,2	52360,8	35,2	-3424,2	-6,1
ТЕС ГК	44915,1	29,2	39562,6	26,6	-5352,5	-11,9
ТЕЦ та когенераційні установки	10869,9	7,1	12798,2	8,6	1928,3	17,7
ГЕС та ГАЕС, з них:	7868,6	5,1	7583,5	5,1	-285,1	-3,6
ГЕС	6521,8	4,2	6026,2	4,0	-495,6	-7,6
ГАЕС	1346,8	0,9	1557,3	1,0	210,5	15,6
АЕС	83002,7	53,9	76202,5	51,2	-6800,2	-8,2
Альтернативні джерела (ВЕС, СЕС, інші)	5542,2	3,6	10862,1	7,3	5319,9	96,0
Блок-станції	1768,6	1,1	1845,1	1,2	76,5	4,3

Виробники електроенергії	2020 рік		2021 рік		+/- до 2020	
	млн кВт·г	%	млн кВт·г	%	млн кВт·г	%
Всього	148856,2	100,0	156601,0	100,0	7744,8	5,2
ТЕС та ТЕЦ, з них:	52360,8	35,2	45841,0	29,3	-6519,8	-12,5
ТЕС ГК	39562,4	26,6	37225,4	23,8	-2337,0	-5,9
ТЕЦ та когенераційні установки	12798,4	8,6	8615,6	5,5	-4182,8	-32,7
ГЕС та ГАЕС, з них:	7583,9	5,1	10449,9	6,7	2866,0	37,8
ГЕС	6026,5	4,0	9157,2	5,8	3130,7	51,9
ГАЕС	1557,4	1,0	1292,7	0,8	-264,7	-17,0
АЕС	76202,6	51,2	86206,3	55,0	10003,7	13,1
ВДЕ	10862,0	7,3	12527,1	8,0	1665,1	15,3
Блок-станції	1846,9	1,2	1576,7	1,0	-270,2	-14,6

Приклади добового графіка виробництва та споживання електроенергії зображено на рис. 12.4.



(<https://ua.energy/peredacha-i-dyspetcheryzatsiya/dyspetcherska-informatsiya/dobovyj-grafik-vyrobnystva-spozhyvannya-e-e/>)

Рис. 12.4. Добовий графік виробництва/споживання електроенергії

Добовий графік навантаження ОЕС України характеризується значною нерівномірністю (табл. 12.3), тому при проходженні нічного мінімуму наванта-

ження ЕЕС України доводиться зупиняти певну кількість енергоблоків ТЕС. Такі режими роботи ведуть до збільшення витрат палива та прискореного фізичного зносу обладнання.

Таблиця 12.3. Параметри добових графіків навантаження

Дата	Споживання, МВт		Коефіцієнт нерівномірності	Задіяно блоків ТЕС	
	<i>max*</i>	<i>min*</i>		<i>max*</i>	<i>min*</i>
26.02.13	26638	20362	0,76	52,5	47,5
23.05.13	21603	15812	0,73	41,0	31,5
28.11.13	27037	19461	0,72	57,5	53,5
11.12.13	29085	21008	0,72	65,5	56,5
01.02.14	29916	23007	0,77	62,0	53,0

В Україні налічується 14 ТЕС. Переважну їх більшість було збудовано в 60-80 роках минулого століття, тому вони вже практично повністю вичерпали свій ресурс та потребують реконструкції. Характер необхідних робіт залежить від кількості напрацьованих годин.

Для підтримки балансу потужності в ЕЕС України на електростанціях здійснюють планові та непланові зміни навантаження енергоблоків. До непланових змін відносять первинне і вторинне регулювання, до планових – третинне регулювання (СОУ-Н ЕЕ ЯЕК 04.156:2009 «Основні вимоги щодо регулювання частоти та потужності в ОЕС України. Настанова», 2009; СОУ-Н ЕЕ 04.157:2009 Методики і рекомендації щодо організації первинного та вторинного регулювання частоти та потужності на енергоблоках ТЕС (ТЕЦ)).

Первинне регулювання здійснюється автоматичними регуляторами частоти обертання турбін, змінюючи подачу енергоносія. Призначення первинного регулювання полягає в утриманні частоти струму в допустимих межах при порушенні балансу активної потужності. Частота в нормальному режимі роботи має бути в межах $50 \pm 0,2$ Гц не менше 95 % часу доби. Час початку дії первинного регулювання з моменту відхилення частоти має становити кілька секунд, час введення в дію необхідного резерву первинного регулювання на 50 % – не більше 15 с, а весь сумарний необхідний первинний резерв має бути введеним в дію не пізніше 30 с. Величина необхідного сумарного нормованого первинного резерву на завантаження і розвантаження для ОЕС України в ізолюваному режимі роботи – 1000 МВт (дорівнює величині найбільш потужного енергоблоку ОЕС України і може бути загальним обсягом резервів первинного та вторинного регулювання);

Вторинне регулювання – це процес відновлення планового балансу потужності шляхом використання вторинної регулюючої потужності для компенсації небалансу, ліквідації перевантаження транзитних зв'язків, відновлення частоти і використаних при первинному регулюванні резервів первинної регулюючої потужності. Вторинне регулювання має починатися після дії первинного, не пізніше ніж через 30 с, і закінчуватися не пізніше ніж через 15 хв. після виникнення небалансу потужності. В ОЕС України резерв вторинного регулювання орієнтовно має розміщатися в окремі періоди не менш ніж на 30 енергоблоках 300 і 200 МВт ТЕС, а також на агрегатах ГЕС. Для ОЕС України діапазон вторинного регулювання доцільно приймати в обсязі, що відповідає величині най-

більш вірогідної аварійної втрати генерації або споживання: на завантаження – 1000 МВт, на розвантаження – 500 МВт.

Третинне регулювання використовується для відновлення резервів первинного і вторинного регулювання та для надання взаємодопомоги енергосистемам при нездатності окремих енергосистем у складі ОЕС самостійно забезпечити вторинне регулювання.

Оцінювання відповідності (достатності) генеруючих потужностей здійснюється за двома напрямками (термінологія НЕК «Укренерго»):

1) оцінювання достатності генеруючих потужностей (у термінології ENTSO-E — адекватність, англ. adequacy), під чим розуміється оцінка забезпеченості енергосистеми такою сумарною величиною встановленої потужності, за якою відсутні обмеження максимального навантаження попиту (при цьому будь-які характеристики генеруючого обладнання не враховуються, окрім мінливості виробітку електричної енергії залежно від погодних умов, встановленої потужності, витрат на власні потреби, коефіцієнта готовності та аварійності);
2) оцінювання відповідності генеруючих потужностей (у термінології ENTSO-E — гнучкість, англ. flexibility), під чим розуміється оцінка характеристик (швидкості навантаження/розвантаження, час запуску/зупинки, регульовальний діапазон, час реакції на зміни генерації/навантаження в енергосистемі тощо) генеруючого обладнання та систем управління попитом, що відповідають зміні навантаження та мінливості генерації з ВДЕ в енергосистемі (з урахуванням дотримання вимог щодо динамічної стійкості енергосистеми в аварійних ситуаціях згідно з критерієм «N-1»).

Мінливий характер генерованої потужності ВДЕ зумовлює необхідність мати в енергосистемі електростанції із високими можливостями регулювання своєї потужності. В поточному режимі енергосистеми такі електростанції під час зміни генерації ВДЕ повинні повсякчасно підтримувати енергобаланс між генерацією і споживанням. В структурі генеруючих джерел України існують декілька типів регулюючих електростанцій, а саме: блокові ТЕС, ГЕС і ГАЕС. Всі вони призначені для регулювання змінної частини добових графіків покриття навантаження споживання та розміщення первинного і вторинного резервів потужності з метою введення їх в дію під час аварійних ситуацій. Приклади добового графіка навантажень в ОЕС України було наведено на рис. 12.4. Однак, для використання цих електростанцій в сумісному режимі роботи з ВДЕ (при одночасному регулюванні покриття добового графіка навантажень) придатні не всі означені регулюючі електростанції.

Ті електростанції України, які не відносяться до типу регулюючих станцій, мають все ж певні незначні можливості регулювання потужності. Так, атомні електростанції можуть змінювати потужність на 2% від максимальної по мірі випалювання урану. Теплоелектроцентралі можуть змінювати потужність на 5-7% залежно від зміни теплового споживання на опалення вдень і вночі. Наведені регулюючі можливості АЕС і ТЕЦ не можуть бути залучені до процесу повсякчасної компенсації коливань потужності ВДЕ. Ці електростанції складають базову (незмінну) частину добової генерації. До категорії базових теплових електростанцій, окрім ТЕЦ, також відносяться промислові станції та блокостанції окремих підприємств.

До категорії регулюючих електростанцій відносяться блокові ТЕС із енергоблоками потужністю 200 і 300 МВт, а також гідроелектричні станції – ГЕС і ГАЕС.

Блокові ТЕС мають дещо обмежений діапазон регулювання потужності. Діапазон охоплює значення потужностей від технічного мінімуму (в середньому близько 77% від встановленої потужності енергоблоку) до 100% потужності. Таким чином, по відношенню до технічного мінімуму діапазон регулювання блокових ТЕС становить $\approx 30\%$. У разі зменшення потужності блоку нижче технічного мінімуму енергоблок має бути зупинений з поступовим розхолодженням аби уникнути пошкодження обладнання. Блокові ТЕС в структурі потужностей для покриття максимальних добових навантажень займають певну частку базової частини, а також змінну (напівпікову) частину графіка, покриваючи до 44% навантажень (включно з регулюючим діапазоном 10% в напівпіковій частині). На блокових ТЕС розміщується частка обсягів первинного та вторинного резервів потужностей енергосистеми (обертовий та гарячий резерви) (РД 34.25.504 «Нормы предельно допустимых скоростей изменения нагрузки при работе энергоблоков 160-800 МВт в регулировочном диапазоне»).

Гідроелектростанції (ГЕС) можуть змінювати потужність від нуля до 100%, однак, на практиці нижня межа діапазону регулювання становить приблизно 10%, що зумовлено необхідністю забезпечення мінімального рівня води нижнього б'єфу для водопостачання територій, розташованих по річці нижче греблі ГЕС. ГЕС призначені для покриття частки напівпікової та всієї пікової частини графіка покриття навантажень.

Гідроакumuлюючі електростанції (ГАЕС) виконують в енергосистемі подвійну функцію:

- ГАЕС сприяють вирівнюванню добового графіка навантажень за рахунок споживання потужності в нічні години під час pompування води у верхні резервуари. Такими діями ГАЕС скорочують діапазон потужності, який підлягає регулюванню, тим самим зменшуючи потребу в потужності регулюючих станцій іншого типу.

- ГАЕС покривають гостропікові навантаження в години проходження максимуму добового навантаження.

Недоліком ГАЕС є те, що вони працюють в циклі pompування та генерації з низьким коефіцієнтом корисної дії (ККД) по електричній енергії. Як правило, ККД не перевищує значення 0,7. Тим не менш, в Україні продовжується будівництво ГАЕС, як єдиних на цей час реальних можливостей задовольнити гостру потребу енергосистеми в маневреній генерації (рис. 12.5). Режимною особливістю ГАЕС є дуже короткий час її участі у покритті гострих піків навантаження (не більше ніж 1,5-2,0 години). Це зумовлено доволі обмеженим об'ємом води, що накопичується у верхніх резервуарах станцій. На гідравлічних електростанціях розміщується основна частина обсягів первинного та вторинного резервів енергосистеми.

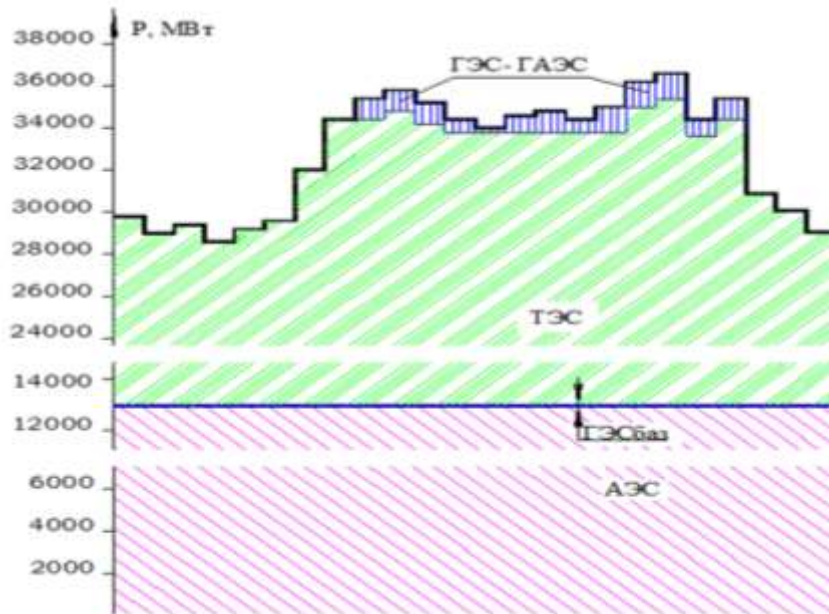


Рис. 12.5. Приклад добового графіка навантажень в ОЕС України (2006)

З огляду на концептуальне положення щодо використання ВДЕ в енергосистемі України, яке полягає у економії органічного полива, ВДЕ повинні заступати своєю потужністю теплові електростанції, які спалюють органічні види палива, зокрема блокові ТЕС. Ці ТЕС характеризуються поєднанням двох властивостей, які необхідні для ефективного впровадження ВДЕ в енергосистему, а саме:

- блочні ТЕС є електростанціями, що спалюють органічні види палива, і тому їх потужність потрібно замінювати потужністю ВДЕ;
- блочні ТЕС є електростанціями, що завдяки мобільності регулюючого діапазону потужності можуть повсякчасно звільняти від своєї генерації поле навантаження при зростанні генерації ВДЕ і, навпаки, компенсувати своєю потужністю зменшення потужності ВДЕ, зберігаючи баланс потужностей генерації і споживання електроенергії.

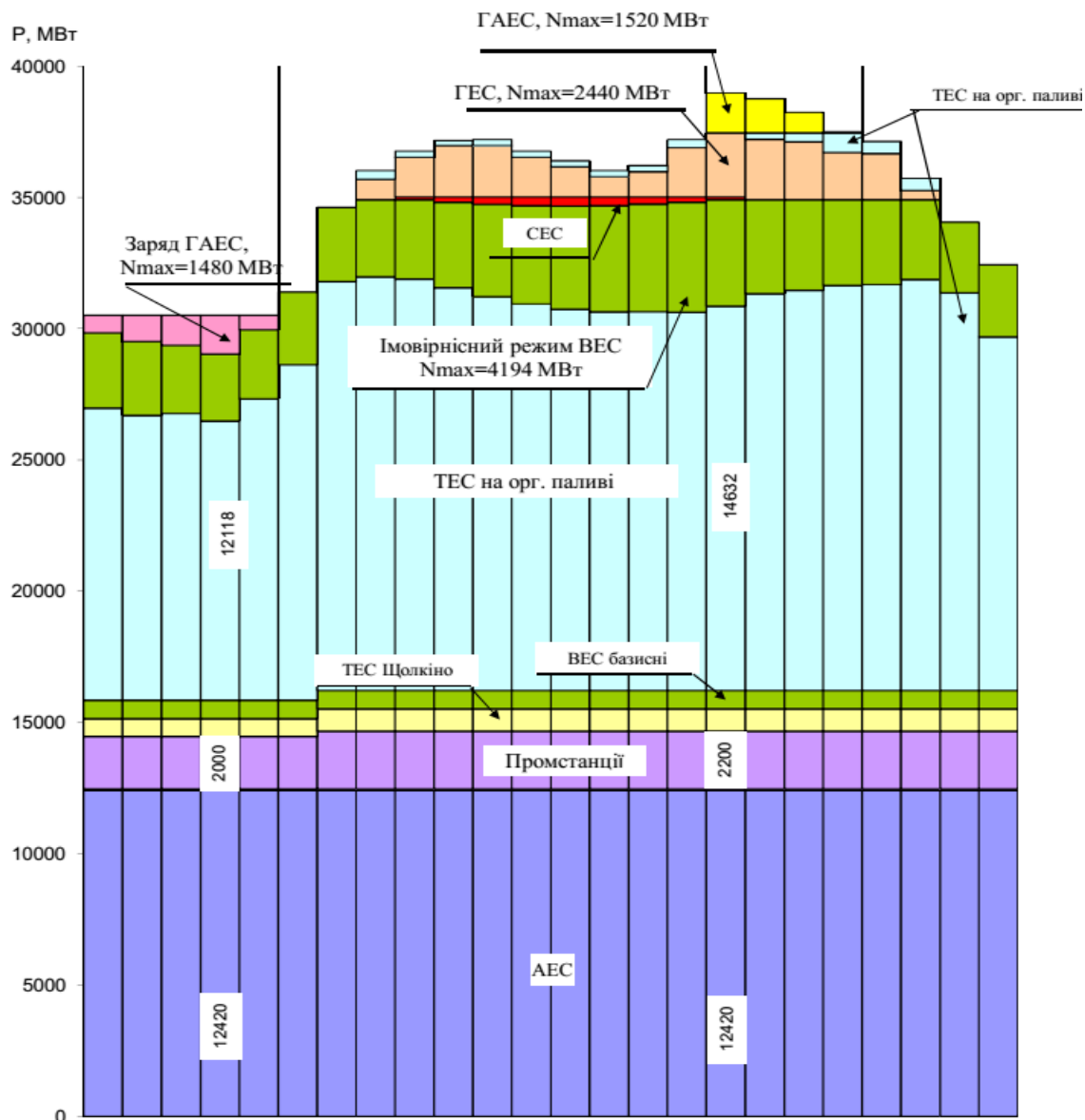


Рис. 12.6. Прогнозований режим 2020 року при впровадженні ВЕС 10 ГВт

Із переліку інших, окрім блокових ТЕС, регулюючих електростанцій ОЕС України до взаємодії із ВЕС можуть долучатися тільки ГЕС, і тільки як допоміжні регулюючі потужності в окремих випадках, коли за конкретним режимом доцільне короткочасне втручання швидкодіючих гідроагрегатів (наприклад, при недостатній швидкості зміни потужності блокових ТЕС).

Звідси випливають наступні наслідки:

- обсяг потужностей ВДЕ знаходиться в прямій залежності від наявного бсягу потужностей регулюючого діапазону блокових ТЕС;
- в графіку покриття електричних навантажень кожної конкретної доби року **робоча потужність ВДЕ не може виходити за межі поточного діапазону регулювання блокових ТЕС**, які введені в добовий графік. В протилежному випадку ВДЕ будуть частково заступати потужність ГЕС, що є недоцільним з економічних причин та суперечить концепції впровадження ВЕС в Україні.

Оцінка граничної сукупної потужності ВДЕ

Існують різні підходи до оцінки максимально досяжних рівнів впровадження ВДЕ. Багато досліджень спрямовані на обґрунтування максимально по-

вного (аж до 100%) заміщення традиційних джерел енергії відновлюваними. Однак вони виходять з реальних регулюючих можливостей енергосистеми, які або допускають певний рівень ВДЕ, або потребують змін для досягнення такого рівня. При цьому зазвичай оперують таким поняттям, як «гнучкість» енергосистеми. Так, відповідно до досліджень Міжнародного енергетичного агентства (IEA), виконаного в 2014-2016 рр. (проект «Grid Integration of VRE» та доповідь «Next Generation Wind and Solar Power»), інтеграція малих обсягів мінливих ВДЕ в мережу не є проблемою. Під малими обсягами тут розуміється 5-10%. При цьому треба все-таки дотримуватися деяких правил:

- не допускати локальних концентрацій мінливих ВДЕ («гарячих точок»);
- забезпечити, щоб електростанції на ВДЕ допомагали стабілізувати мережу, коли це необхідно;
- прогнозувати виробництво електроенергії на основі ВДЕ і використовувати ці прогнози для планування роботи інших електростанцій і потоків електроенергії в мережі.

Дослідження в різних регіонах (мова здебільшого йде про країни ЄС) показало, що нинішній рівень гнучкості енергосистем технічно дозволяє «працювати» з річною часткою мінливої генерації в 25-40%. Відповідно до того ж аналізу, «в дуже гнучких системах» частка ВДЕ може перевищити рівні 50%, якщо допускається можливість вимушених зупинок «невеликих обсягів» генерації на основі відновлюваних джерел. Інтеграція великих обсягів ВДЕ вимагає трансформації енергосистеми в цілому. Іншими словами, мова не йде про просте додавання нових об'єктів генерації до «старої» системи, що працює як зазвичай, а про повне переформатування системи.

Основний висновок цього дослідження полягає в тому, що великі частки мінливої відновлюваної енергії (до 45% річного обсягу генерації) можуть бути інтегровані без істотного збільшення витрат в енергосистемі в довгостроковій перспективі.

Отже, зі збільшенням частки нестабільної генерації на основі сонця і вітру стає необхідною ґрунтовна трансформація енергетичної системи. Ця трансформація може бути розбита на три ключові етапи:

- «безболісна» для системи інтеграції мінливих ВДЕ;
- підвищення гнучкості системи за допомогою використання відповідних «гнучких технологій» (генерації, зберігання енергії, управління попитом);
- удосконалення технологій роботи системи (наприклад, підвищення якості прогнозування вироблення на основі ВДЕ).

Вітряна і сонячна енергетика може «безболісно» інтегруватися в систему за допомогою відповідних стратегій інтеграції. Зокрема, виділяються шість важливих напрямків / принципів:

1) Надання сонячними і вітровими електростанціями системних послуг. Для цього необхідні відповідні зміни в нормативній базі.

2) Розгортання об'єктів ВДЕ генерації в тих районах, де вони можуть забезпечувати більшу системну цінність (наприклад, ближче до місць найвищого попиту).

3) Диверсифікація джерел енергії, зокрема взаємне доповнення сонячної і вітрової генерації. Паралельний розвиток гідроенергетики.

4) Локальна інтеграція з іншими ресурсами. Йдеться про підвищення частки власного (локального) споживання енергії, виробленої на місці. Наприклад, комбінація сонячних електростанцій з накопичувачами енергії і використання механізмів управління попитом. Це знижує потребу в інвестиціях в розподільні мережі.

5) Оптимізація періоду генерації. Конструкція вітрових і сонячних установок може бути оптимізована для полегшення їх інтеграції в мережу. Наприклад, використання великих лопатей ВЕУ з тією ж потужністю зменшує інтеграційні виклики, оскільки вони виробляють електрику з більшою стабільністю.

6) Комплексне планування, моніторинг та контроль. Вартість різних технологій генерації і вироблена ними електроенергія динамічно змінюються. Отже, оптимальна структура генерації також змінюється з часом, що вимагає регулярного коригування стратегій.

В дослідженні ІЕА від 2017 р. «Getting Wind and Sun onto the Grid» розглядаються чотири стадії поширення мінливих ВДЕ, кожна з яких має свої специфічні характеристики. Для кожної стадії даються відповідні рекомендації.

1) На першому етапі інтеграція мінливих відновлюваних джерел енергії не робить помітного впливу на мережу. Нестабільна генерація ВЕС і СЕС знаходиться в межах щоденних «природних» змін попиту на електроенергію. До країн, які в даний час знаходяться на цьому етапі, відносяться Індонезія, Південна Африка, Мексика, де частки сонця і вітру сукупно не перевищують приблизно 3% в річному виробництві електроенергії (в Україні 3,6% у 2019).

2) На другій стадії ВДЕ вже починають серйозно впливати на систему, але цей вплив регулюється відносно просто шляхом удосконалення деяких практичних методів управління електроенергетичним господарством, наприклад, за допомогою розумного прогнозування вироблення сонячних і вітряних електростанцій. На даній стадії знаходяться Чилі, Китай, Бразилія, Індія, Нова Зеландія, Австралія, Нідерланди, Швеція, Австрія, Бельгію, в яких частка ВДЕ у річній генерації становила від 3% до майже 15%.

3) На третьому етапі виникають суттєві виклики для енергосистеми в плані інтеграції нестабільних поновлюваних джерел енергії. Їх вплив відчувається як на рівні системи в цілому, так і на практиці роботи традиційних електростанцій. Тут на перше місце виходить гнучкість енергосистеми – її здатність реагувати на невизначеність і мінливість балансу попиту і пропозиції. Два головних гнучких ресурси цієї стадії: керовані (маневрені) електростанції, але вже і управління попитом (demand response) і нові технології накопичення енергії. На даному етапі знаходяться Італія, Великобританія, Греція, Іспанія, Португалія та Німеччина, де частка «нестабільних» ВДЕ становить від 15% до 25%.

4) На четвертій стадії знаходяться Ірландія і Данія з часткою мінливої ВДЕ генерації 25-50% річного виробітку і з короткочасними підвищеннями до 100 і більше відсотків добового споживання. Тут виклики носять, в термінах ІЕА, «високотехнологічний» і «менш інтуїтивний» характер. На четвертій стадії потрібна ще більша гнучкість системи, її здатність до самовідновлення після різких і об'ємних коливань генерації.

Можливості ОЕС України

Оцінка за регулюючими потужностями. Режим генерації ВДЕ має бути щільно пов'язаний із режимом генерації блокових ТЕС України в межах регулюючого діапазону потужності станцій, що складається на кожну поточну добу. Добовий графік потужності споживання енергосистеми в своїй змінній частині має досить складну конфігурацію із характерними місцями мінімального навантаження вночі (о другій годині), денного максимуму навантажень (о десятій годині) та вечірнього максимуму навантажень (о 18-й годині взимку і о 21-й годині влітку). Залежно від того, чи відповідає поточна доба робочому дню тижня або неробочому (святковому чи вихідному), конфігурація графіка навантажень дещо змінюється. Та у будь-якому випадку потужність, із якою блокові ТЕС вводяться до покриття навантажень в години нічного мінімуму, є визначальною для величини діапазону регулювання ТЕС поточної доби.

Найбільша регулююча потужність ТЕС, яку використовують у денні або вечірні години доби, утворюється, якщо ТЕС проходять нічні години доби на рівні технічного мінімуму потужності: $T_{pez} = 0,3 \cdot T_{min}$, де T_{pez} – регулююча потужність ТЕС максимальна, T_{min} – технічний мінімум потужності регулюючих ТЕС (МВт). У відносних одиницях $T_{min} = 1$, $T_{pez} = 0,3$ (в.о.).

Характери змінної частини графіків покриття навантажень робочої та неробочої доби (дані 2011 р.) наведені на рис. 12.7.

Максимальна робоча потужність ВДЕ не повинна виходити за межі регулювання, оскільки тільки на означені величини регулюючі ТЕС можуть гранично знижати свою потужність, віддаючи ВДЕ поле навантаження та можливість генерувати електроенергію. При цьому не відбувається заміщення потужностей гідроелектростанцій, які завжди мають найнижчу вартість виробленої електроенергії. До того ж ГЕС, як і ВЕС та СЕС, є відновлюваними джерелами енергії.

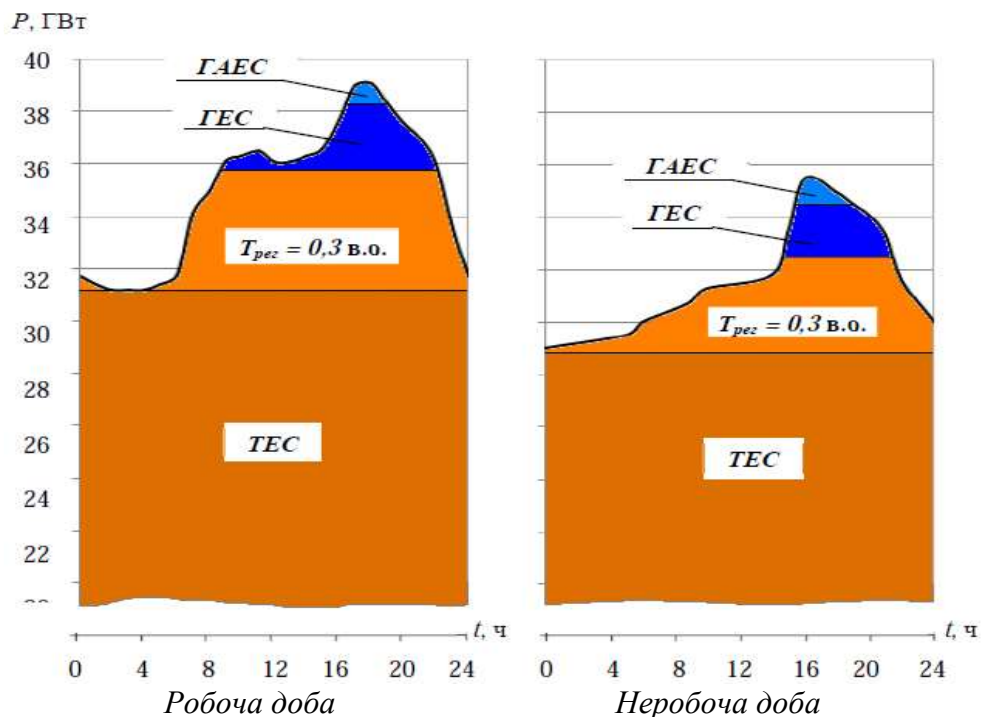


Рис. 12.7. Змінна частина графіків покриття навантажень ОЕС України

У разі перевищення сукупної робочої потужності вітровими та сонячними станціями граничного діапазону регулювання блочних ТЕС, належить операти-

вно обмежувати потужність ВЕС/СЕС. Оперативні (диспетчерські) обмеження не викликають ніяких негативних наслідків для роботи ВДЕ з огляду на технічні можливості цих станцій. Однак, обмеження потужності зменшує виробіток ВДЕ з електроенергії і може зменшувати значення коефіцієнту використання встановленої потужності станції проти проектного. Відтак, значення сукупної робочої потужності (в абсолютних одиницях) усіх ВДЕ, які працюють в єдиному режимі із блоковими ТЕС, має залежати від абсолютних значень параметру T_{min} , тобто від загального технічного мінімуму потужності блокових ТЕС в характерних перспективних режимах.

З метою встановлення доцільного для ОЕС України значення сукупної робочої потужності ВДЕ, виконаний розрахунок і наступний аналіз перспективних режимів роботи ВДЕ із регулюючими ТЕС в різних сезонах року (зима, весна, літо, осінь) для робочої та неробочої доби. Попередній розрахунок орієнтовано на визначення частки ВЕС, оскільки СЕС спочатку (в Україні орієнтовно до 2010 р.) не мали істотної частки у складі ВДЕ. Однак отримані дані можуть застосовуватися до усіх ВДЕ варіативної природи. За цими даними значення параметра T_{min} в робочі дні змінюється за сезонами від 8400 МВт до 13200 МВт. Відповідно допустима робоча потужність ВДЕ змінюється від 2400 МВт до 4000 МВт. Найбільше значення граничної робочої потужності ВЕС припадає на зимовий сезон і становить 4000 МВт. При цьому слід мати на увазі, що цей обсяг стосується усієї ОЕС без поділу її на окремі несинхронно працюючі частини, такі як «Бурштинський острів».

Суміщення функціонування ВДЕ та регулюючих ТЕС за умови додержання балансу потужностей цих станцій ускладнює оперативне керування режимом. Відомо, що за відсутності ВДЕ теплові станції завжди мають ділянку графіка поступового зростання потужності вранці, ділянку стабільної потужності вдень та ділянку зменшення потужності в кінці доби. Втручання ВДЕ в такий перебіг дії ТЕС суттєво ускладнює картину стану потужності теплових станцій, зокрема, вдень, коли, генерація ВДЕ набуває найбільшої потужності. Регулюючі ТЕС мають бути готові до компенсації похибок в прогнозі графіка генерації ВДЕ як у бік її зростання, так і у бік її зменшення.

Очікуваний добовий режим сумісної роботи ВДЕ та регулюючих ТЕС, який наочно демонструє ускладнення роботи ТЕС, що змінюють свою потужність відповідно до зміни генерації ВЕС, наведено на рис. 12.8. Усі значення параметрів в сумісному режимі наведені у відносних одиницях до величини T_{min} . Оцінку величини сукупної установленої потужності ВДЕ України можна визначити за методикою, що спирається на прийняте значення граничної робочої потужності ВДЕ B_{max} . За своєю суттю параметр B_{max} є результатом суміщення робочих потужностей усіх ВДЕ у певний період часу внаслідок ефекту географічної дисперсії. Звісно, що результат такого суміщення є меншим арифметичної суми робочих потужностей окремих станцій. В свою чергу робоча потужність окремої ВДЕ є менша, ніж її установлена потужність, на величину потужності власних потреб, потужності установок ВДЕ, що знаходяться у ремонтному стані, а також на величину неповного використання потужності ВЕУ по території вітрополів за умовами рельєфу або з інших причин.

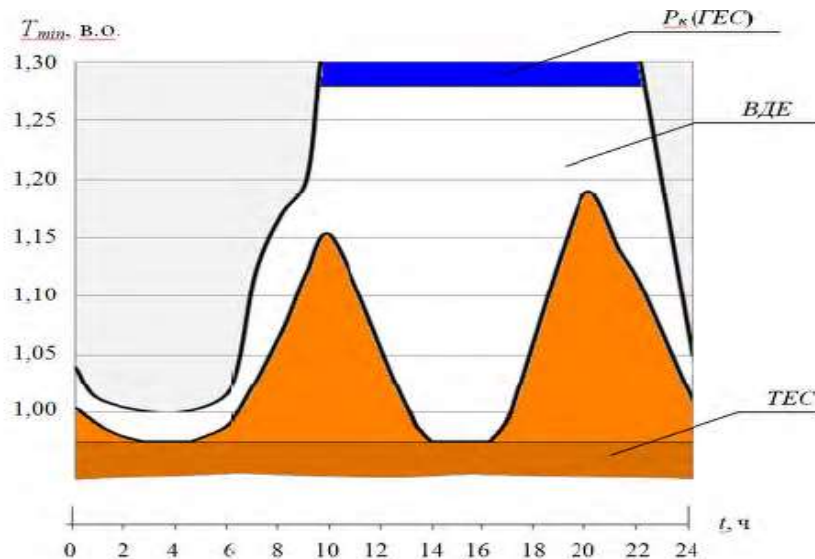


Рис. 12.8. Добовий режим регулювання електростанцій при роботі ВДЕ

Усі перелічені чинники та їх відношення до значення установленної потужності ВДЕ можуть бути представлені певними коефіцієнтами, що є меншими від одиниці: $V_{max} = K_d \cdot K_{вп} \cdot K_{рт} \cdot K_t \cdot V_u$, де V_{max} – гранична робоча потужність ВДЕ, K_d – коефіцієнт географічної дисперсії, $K_{вп}$ – коефіцієнт власних потреб, $K_{рт}$ – коефіцієнт ремонтних технологій, K_t – коефіцієнт територіального впливу, V_u – установлена потужність ВДЕ.

Коефіцієнт географічної дисперсії для масштабів території України з певними припущеннями оцінюється величиною 0,8. Коефіцієнт власних потреб становить 0,98. Коефіцієнт ремонтних технологій становить 0,95. Коефіцієнт територіального впливу становить в середньому 0,98. Наведені дані дозволяють припустити: $V_{max} = 0,73 \cdot V_u$. Виходячи з того, що $V_{max} = 0,3 \cdot T_{min}$, відносно параметра V_u отримаємо наступну залежність: $V_u = 0,4 \cdot T_{min}$.

Підставлення конкретних даних про значення T_{min} для максимальної робочої доби, без Бурштинської ТЕС, отримаємо встановлену потужність ВДЕ на рівні до 4800 МВт (за даними про ОЕС до 2013 р.).

Розрахунки допустимої потужності ВДЕ на основі точності прогнозування. В результаті подій 2014-2015 рр. ОЕС України втратила частину регулюючих потужностей, змінилось і споживання. Так, зимовий максимум 2016 р. склав 23900 МВт (замість очікуваних 32500 МВт), в т.ч, генерація блочних ТЕС складала 8560 МВт (замість 11900 МВт).

Враховуючи можливість прогнозування роботи СЕС та ВЕС з певною точністю за критерій оптимальності поточного режиму добового графіка є така робоча потужність всіх станцій вітро-сонячної генерації, при якій ймовірними є відхилення (похибки) на $\pm 20\%$ від їх заявленої (прогнозної) потужності. Вони компенсуються тепловими станціями в межах технічно допустимого регулювального діапазону. При цьому не потрібно пуску і зупинки теплових блоків або залучення потужності ГЕС.

Щоб уникнути зупинки блоків ТЕС в нічний зоні при відхиленні заявленої робочої потужності ВДЕ V_1 в бік $+20\%$, сумарна потужність блоків повинна бути на рівні технічного мінімуму P_{tex} . Ця вимога в системі відносних одиниць представлена виразом $P_{tex} = T_{min} - 1,2V_1 = 1 - 1,2V_1$ (в.о.).

Для блоків 200–300 МВт діапазон регулювання становить в середньому 22% технічного мінімуму. При відхиленні генерації ВДЕ на -20% запас регулювання вичерпується при $B_1 = 0,36$ (в.о.).

При зростанні навантаження в зоні максимумів неможливо уникнути пуску додаткових блоків ТЕС, які потім повинні бути зупинені після проходження зон високого навантаження. Фактична кількість пусків/зупинок блоків зазвичай становить до 10-ти блоків на добу. Взимку їх кількість сягала 18-ти. В середньому за рік число таких циклів складає близько 2800. Використання ВСЕС може істотно знизити їх кількість.

Метод оцінки допустимої робочої потужності ВСЕС B_2 в максимальних зонах відрізняється від методу, використаного для зони нічного мінімуму, оскільки істотну частину навантаження обов'язково покриває генерація ГЕС і ГАЕС. Це дозволяє компенсувати можливе збільшення потужності ВСЕС в сторону +20% за рахунок відповідного зменшення потужності ГЕС. При цьому регулюючі функції ТЕС обмежуються компенсацією відхилення потужності ВСЕС тільки в сторону -20%. Подібний режим регулювання економічно не цілком виправданий, тому що призводить до витіснення дешевої енергії ГЕС із заміщенням її в балансі дуже дорогою енергією ВСЕС. Однак в кризових умовах, при нестачі палива для регулюючих ТЕС розглянутий режим видається безальтернативним. Тоді граничне значення для потужності ВДЕ: $B_{max} = 0,52$ (в.о.).

Кількісну оцінку граничної робочої і встановленої потужності ВСЕС доцільно проводити за даними добових графіків робочих днів, тому що вони представляють 70% річного часу. Результати оцінки за даними ОЕС України на кінець 2015 - початок 2016 років наведені в табл. 12.3:

Таблиця 12.3. Граничні потужності традиційної та відновлюваної генерації

Сезон	T_{min} , МВт	B_{min} , МВт	B_{max} , МВт	B_y , МВт
<i>Зима</i>	5200	1700	4600	5900
<i>Весна</i>	4700	2400	2800	3800
<i>Літо</i>	3700	1200	3000	3900
<i>Осінь</i>	3900	1300	3800	5000

З урахуванням відокремленої частини ОЕС уточнене граничне значення потужності ВСЕС оцінюється в 4600 МВт. Наразі участь ВСЕС в покритті добових максимумів на порядок менше цієї величини.

Імовірнісний підхід. Надійність енергетичного забезпечення розглядається як здатність електроенергетичної системи генерувати таку кількість електроенергії, яку потребують споживачі в даний момент часу. Рівень споживання постійно змінюється в околі певної традиційної (або очікуваної) потужності (рис. 12.9), ці зміни мають певну періодичність, залежать від сезону, погоди та інших факторів, і можуть бути передбаченими з деяким рівнем достовірності. При цьому робота генеруючих потужностей енергосистеми обмежується технологічними рамками, а отже, забезпечення точного балансу можливе лише з певною імовірністю.

В наукових дослідженнях вплив вітрових електростанцій на роботу енергосистеми аналізується переважно шляхом математичного моделювання. Разом з тим, існує значний досвід практичного використання ВЕС, зокрема щодо змі-

ни їх потужності при різких перепадах швидкості вітру. Згідно з досвідом країн з високим рівнем впровадження ВЕС, певну частку виробленої ними електроенергії енергосистема може поглинати практично без будь-яких складнощів, але при перевищенні цієї величини виникають труднощі як мережевого, так і режимного характеру. Здебільшого вплив ВЕС має бути досліджено в масштабі часу від 10 хвилин до декількох годин (час дії вторинного резерву). Коливання потужності ВЕС на короткому часовому інтервалі (до хвилини) незначні і не впливають на відповідний резерв.

За наявними методиками величина мінімального резерву вторинного регулювання визначається залежно від максимуму навантаження в даній енергосистемі, наприклад з використанням емпіричних коефіцієнтів. При цьому резерв має бути не менше (по модулю) розрахункового небалансу потужності енергосистеми, при якому можливе спрацювання систем аварійної автоматики. Далі ця величина порівнюється з величиною встановленої потужності найбільшого енергоблоку в енергосистемі та величиною потужності вузла найбільшого електроспоживання (принцип N-1). Підсумкова величина вторинного резерву визначається як найбільша за модулем величина з цих складових, при цьому діапазон вторинного регулювання може бути несиметричним стосовно навантаження та розвантаження енергосистеми.

Дані методи визначення резерву розроблено для традиційних енергосистем. При наявності ВЕС потреба у збільшенні резерву оцінюється переважно статистичними методами, що враховують мінливість вітроенергетики, помилки прогнозу щодо енергії вітру та навантаження. Статистичний підхід базується на розрахунках імовірності певних рівнів потужності і похибок прогнозування, а також визначенні функцій щільності розподілу імовірності. Прогноз навантаження, як правило, не чутливий до горизонту прогнозування, а визначається поточним навантаженням; натомість похибка прогнозу вітру зростає зі збільшенням горизонту.

Якщо моделювати похибки прогнозу стандартними випадковими величинами, то дисперсії похибок потужності ВЕС та споживання складаються. Об'єднуючи мінливості вітру та навантаження і розглядаючи збільшення сумарної дисперсії значень (тобто можливого небалансу потужності), часто використовують метод «трьох сигм». Суть його в тому, що 3-кратне середньоквадратичне відхилення (СКВ) може бути прийнято в якості 99%–довірчого рівня для оцінки того, яка випадкова складова повинна бути покрита резервами. Також у ізольованих системах можуть встановлюватися імовірнісні рамки для можливих ситуацій, тобто визначається процент імовірності того, що можна вважати безпечною ситуацією (рис. 12.9).

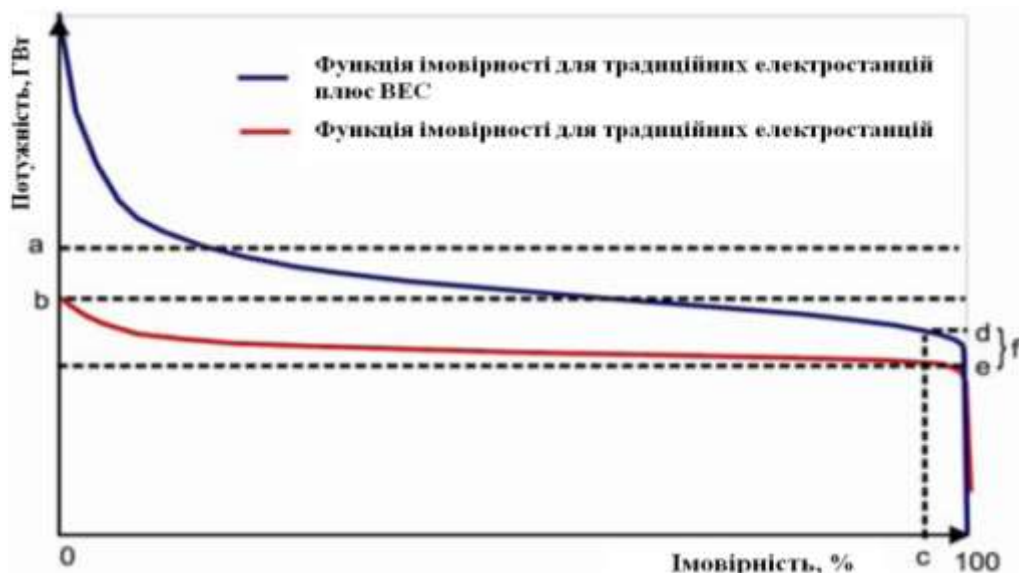


Рис. 12.9. Розподіл імовірності можливих значень потужності енергосистеми («крива тривалості навантаження»):

- a* – встановлена потужність традиційних електростанцій;
- b* – доступна потужність традиційних електростанцій;
- c* – допустимий рівень гарантованого забезпечення потужності;
- d* – гарантований рівень потужності ЕЕС з інтегрованими ВЕС;
- e* – гарантований рівень потужності ЕЕС без ВЕС;
- f* – гарантована потужність ВЕС.

Для визначення гарантованої потужності ВЕС застосовують підходи:

- 1) статистичний, коли набирається значний обсяг фактичних даних про роботу ВЕС та ЕЕС і відповідний рівень енергоспоживання у вигляді часових рядів (зазвичай, вимагається не менше кількох років поспіль);
- 2) аналітичний, коли на підставі знов таки фактичних даних будуються функції розподілу випадкових величин та розраховуються відповідні імовірності;
- 3) імітаційного моделювання, коли будується математична модель, і застосовуються методи типу Монте-Карло з подальшою статистичною обробкою.

Якщо виходити з принципу N-1, то наявність ВЕС чи СЕС у складі енергосистеми не впливатиме на величину необхідного резерву, поки потужність окремої вітроелектростанції не перевищуватиме 1000 МВт. Зауважимо, що наразі ВДЕ завдяки модульному способу комплектації будуються окремими чергами, як правило, потужністю до 100 МВт, які внаслідок просторової протяжності (розміри ділянок одної черги сягають декількох кілометрів) можуть мати різні точки підключення до електромережі. Тоді вони сприймаються енергосистемою як різні об'єкти, потужність яких не перевищує діапазону вторинного регулювання. Однак на практиці наявність ВДЕ, залежних від погоди, все ж здатна створити помітний негативний ефект, і тому при значному рівні інтегрування до об'єднаної енергосистеми їх вплив пом'якшують запровадженням додаткових резервних потужностей, здатних компенсувати неконтрольовані зміни потужності.

На підставі європейського досвіду з інтегрування значних обсягів ВДЕ розглядаються два основні фактори, що визначають особливості роботи ВЕС: поточну нестабільність їх потужності та похибку прогнозу змін потужності. Для оцінки впливу нестабільності роботи ВЕС розглядаються два масиви даних

як часові ряди: варіації (тобто зміна за певний час, частіше за годину) потужності ЕЕС без урахування наявності ВЕС («чиста» ЕЕС) та з їх урахуванням. Далі оцінюється рівень збільшення варіативності при урахуванні ВЕС, який і обумовить додаткову потребу в резервних потужностях. Збільшення потреб у резерві оцінюють за середньоквадратичним відхиленням до і після інтеграції ВДЕ:

$$\sigma_1 = [\sigma(P_{OEC+ВД}) - \sigma(P_{OEC})],$$

де символом P позначено потужність. Так, за оцінками фахівців ООН для Казахстану, при максимальній потужності енергосистеми 23 тис.МВт та інтегруванні 2 тис.МВт вітрової енергії потреба в додаткових резервах внаслідок нестабільності становить близько 80 МВт (4% ВЕС). Таке збільшення резервних вимог розраховане для крайніх випадків. В середньому прибавка складає приблизно 25 МВт.

Інша складова, яку треба додатково врахувати – це похибка при прогнозуванні потужності ВЕС. Завчасний прогноз погоди здатний передбачити очікувану потужність ВЕС та підготувати традиційні електростанції, що мають тривалий час вводу потужності (рис.12.10). Небаланси потужності викликані помилками прогнозу в графіках і її коливаннями в проміжки часу менше години (нагадаємо, 15 хв. – термін введення в дію вторинного резерву). Точність прогнозу споживання в енергосистемі, за різними оцінками, становить близько 1,5% потужності, а точність прогнозу потужності ВЕС – 6-14%, в Україні – близько 10% їх номінальної потужності.

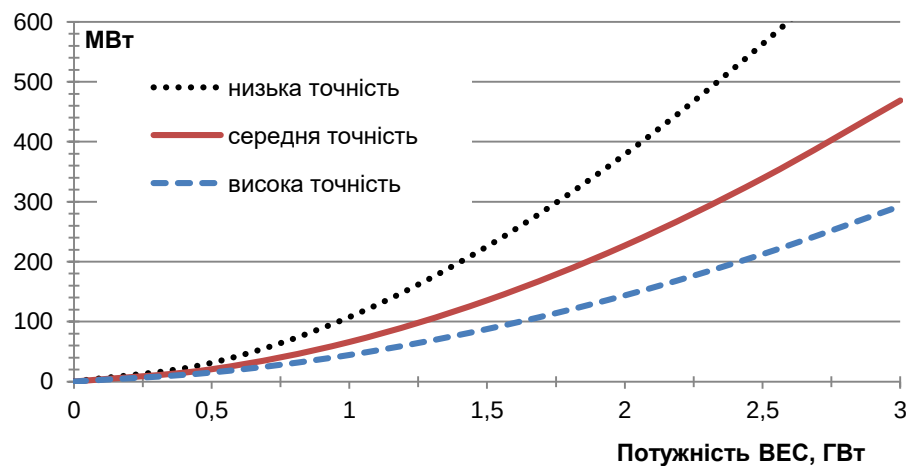


Рис. 12.10. Потреба в додаткових резервах, спричинена точністю прогнозу:

низька точність – 15% похибки;
середня точність – 10%;
висока точність – 5%.

Вважається, що похибки прогнозу споживання та вітру є незалежними випадковими величинами. Отже, далі використовується те ж правило для суми похибок прогнозу ЕЕС та ВДЕ: $\sigma_2 = \sqrt{(1,5\%P_{OEC})^2 + (10\%P_{ВД})^2}$.

Для Казахстану ця величина оцінена також в 80 МВт, тобто загальна потреба в додаткових резервах, спричинених наявністю ВЕС загальною потужністю 2 тис. МВт, становить приблизно 160 МВт, або 8% номінальної потужності ВЕС (а загальні показники казахської енергосистеми близькі до українських).

Щодо енергосистем інших країн, то наприклад для Ірландії потреба в додаткових резервах оцінювалась на рівні 10% загальної потужності ВЕС, для

країн Північного енергетичного пулу – на рівні 2-4%. Результати досліджень для різних країн зображено на рис. 3.6:

Великий діапазон результатів пов'язаний, головним чином, з часовою шкалою невизначеності, взятою до уваги. Якщо враховується тільки погодинна мінливість вітру, то збільшення короткострокових додаткових резервних вимог становить близько 3% від встановленої потужності ВЕС при рівні впровадження до 20% валового споживання електроенергії. Коли враховується 4-годинний прогноз щодо роботи вітроенергетики, то збільшення потреб у короткостроковому резерві досягає 9-10% від встановленої потужності ВЕС. Найбільші додаткові потреби взято з дослідження, в якому враховано саме 4-годинну мінливість вітру (не помилку прогнозу), що в поєднанні з помилкою прогнозу навантаження призводить до резервних вимог на рівні 15% потужності ВЕС при 10% впровадження, і 18% – при забезпеченні 20% валового споживання.

Прогноз щодо можливостей забезпечення енергобалансу, враховуючи співпрацю з ENTSO-E, за розрахунками НЕК «Укренерго» має наступні особливості.

У ситуації дефіциту генеруючих потужностей, тобто невиконання вимог достатності генеруючих потужностей, та відсутності реалізації заходів з підвищення маневрової здатності ОЕС України забезпечити вимоги відповідності можливо лише за рахунок імпорту резервів, що обумовлює додаткові вимоги по збільшенню пропускної спроможності на перетинах між ОЕС України та енергосистемами суміжних країн.

Використання ймовірнісних критеріїв оцінювання достатності показало наступне. Оскільки в Україні законодавчо поки не визначені цільові значення критеріїв достатності енергетичної системи за показниками *LOLE* та/або *LOLP*, а у більшості країн, що використовують ці критерії, значення різняться, у Звіті встановлено за прийнятне таке значення *LOLP*, що не перевищує 0,03 % (співпадають з вимогами безпеки в енергосистемах Польщі, Франції, Бельгії та низки інших країн), а для *LOLE* — значення, що не перевищує 0,125 доби на рік.

Слід зауважити на тому, що існує тісний кореляційний зв'язок між достатністю генеруючих потужностей ОЕС України та межуючими енергетичними системами. Отже, у випадку ситуації, коли настає дефіцит потужності в ОЕС України, аналогічна ситуація з високою ймовірністю настає і в енергетичних системах суміжних країн, особливо в Молдові, оскільки частина споживання ОЕС України заживлена через енергетичну систему Молдови.

Енергетичні системи таких країн, як Угорщина, виявляються не в змозі за рахунок власних генеруючих потужностей забезпечити покриття власного річного максимум споживання. Також майже всі із суміжних країн (крім Польщі) є чистими імпортерами, що у випадку настання дефіциту потужності в ОЕС України накладає обмеження на використання імпортних потужностей (слід зауважити, що тільки енергетична система Польщі є співрозмірною з енергетичною системою України) та іноземних транзитних ЛЕП (більшість їх пропускної спроможності використовується для покриття внутрішнього попиту) з метою забезпечення достатності в Україні.

Лекція 13

Математичне моделювання комбінованої енергосистеми на базі вітрових електростанцій

Імовірнісна модель роботи ВЕС у складі енергосистеми

Для коректного бачення сумісної роботи вітрових та традиційних електростанцій у складі електроенергетичної системи (в подальшому ЕЕС) необхідно описати їх роботу в однакових параметрах, що відображали б поточну потужність, темп її зміни (стрибки потужності за одиницю часу), гарантовані з різною імовірністю максимальні та мінімальні значення потужності – у сукупності це дозволить оцінити вплив ВЕС на загальний стан енергосистеми. Зокрема це необхідно для визначення потреб у додаткових резервних потужностях, їх обсягах та швидкодії. Ці питання в узагальненому вигляді, який би дозволив варіювати можливими обсягами та місцем розташування ВЕС в різних кліматичних умовах, можна описати побудовою адекватної математичної моделі.

Дослідження впливу ВЕС значної потужності на режими роботи електричних станцій іншого типу в ОЕС України під час їхньої сумісної роботи, за умови покриття добових і сезонних графіків електричного навантаження енергосистеми, а також визначення граничних масштабів впровадження ВЕС виконувались свого часу (у 2007р.) інститутом «Укренергомережпроект», м.Харків. Було зазначено, що некоректно розглядати участь ВЕС в роботі ОЕС за аналогією з режимами роботи інших – «традиційних» електростанцій (ТЕС, ГЕС, АЕС), через імовірнісний характер роботи ВЕС, який залежить від швидкості вітру в кожний конкретний момент часу. У дослідженні розглядалася дія такої умовної ВЕС, яка за своєю номінальною потужністю дорівнює сумі встановлених потужностей усіх ВЕС України (тобто еквівалентної ВЕС), а за режимом генерації у певну годину доби відповідає сукупній генерації окремих ВЕС на цю ж годину, у вітрових режимах регіонів їх розташування. Добові режими робочої потужності еквівалентної ВЕС отримані на підставі середньомісячних погодинних значень швидкостей вітру. Проведені розрахунки перспективних режимів ЕЕС за участі ВЕС потужністю 3–6 ГВт показали сумісність роботи ВЕС з іншими типами електростанцій за умови введення в дію запланованих маневрових потужностей (гідроакумуючих станцій). Також було відзначено, що вітрові режими протягом доби мають певний регулюючий ефект – потужність ВЕС зростає під час максимального електричного навантаження, та зменшується у години його мінімуму.

Зазначена модель еквівалентної ВЕС прийнятна лише як перший крок в оцінці впливу роботи усіх промислових ВЕС на режими роботи ЕЕС, адже вона оперує з осередненими («трендовими») показниками, і не враховує випадкову поточну складову потужностей як вітростанцій, так і самої енергосистеми.

Моделювання поточної потужності випадковим процесом. Моделювання роботи енергосистеми можливе у різних часових вимірах – помісячно, щодобово, погодинно. Оскільки можуть виникнути аварійні ситуації, коли прийняття рішень на погодинній основі недостатньо, важливо виконувати передбачення роботи енергосистеми в режимі неперервного часу. Тут можливе моделювання на основі стохастичних диференціальних рівнянь. Таке моделюван-

ня було здійснено, зокрема, стосовно Північного енергетичного пулу (об'єднаної енергосистеми Норвегії, Швеції, Фінляндії, рис.13.1а).

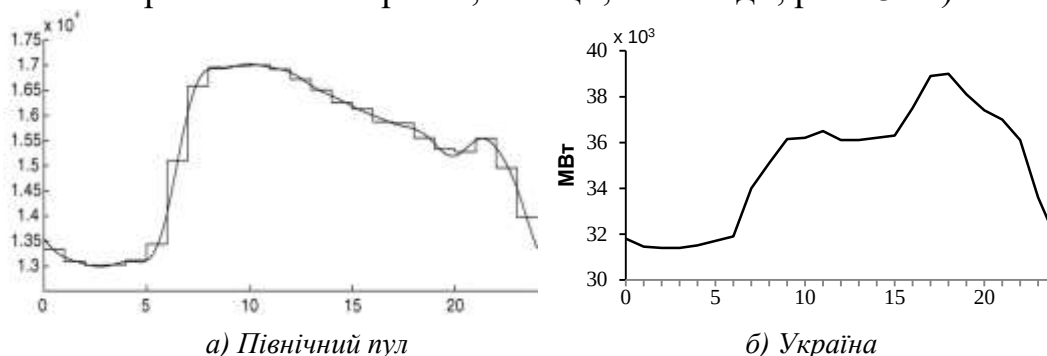


Рис.13.1. Приклади погодинної зміни навантаження на енергосистему

З огляду економічної доцільності, часовий масштаб моделі було узгоджено з умовами енергетичного ринку. Так, для Північного пулу характерне погодинне планування з відповідним укладанням контрактів. Швидкість реагування енергосистеми оцінюється як півгодинна – введення (виведення) додаткових потужностей починається за 15 хвилин до зазначеного часу і закінчується через 15 хвилин. Така модель потребує наявності прогнозу на дві години вперед та особливого математичного опису кусково-лінійними функціями (рис. 13.2).

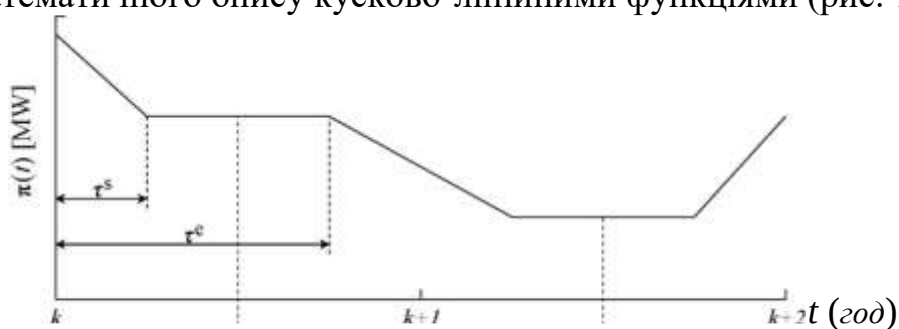


Рис. 13.2. Модель погодинного регулювання генеруючих потужностей

Очевидно, в силу специфіки суспільного функціонування повинна також враховуватись певна циклічність споживання енергії (добова, сезонна, річна).

Вимога щодо поточного балансування виробництва та споживання електроенергії може бути сформульована як різниця між виробництвом енергії $P(t)$ і електричним навантаженням $L(t)$: $D(t) = P(t) - L(t)$.

Слід зазначити, що електрична енергія на виході генераторів має дорівнювати споживанню, згідно з законом збереження енергії. Різниця між механічною та електричною потужностями покривається за рахунок зміни рівня корисної дії генеруючих пристроїв. Фактичне механічне виробництво енергії, з урахуванням непередбачених зупинок обладнання, але за винятком частотного регулювання, прийнято називати базовим виробництвом, а відповідне споживання – базовим навантаженням.

Зауважимо, що виробництво електроенергії має контрольовану складову, тобто традиційні генеруючі станції (теплові, гідро- чи атомні станції) та неконтрольовану – в досліджуваному випадку вітрові станції (а загалом і сонячні).

Пропоновані моделі виробництва та навантаження базуються на наступних припущеннях:

- виробництво вітрової енергії не залежить від базового навантаження;

– виробництво енергії вітру не змінюється стрибком, тобто вітростанції працюють надійно і не відключаються від мережі, отже ймовірністю одночасної зупинки декількох установок можна знехтувати;

– виробництво електроенергії (за винятком вітрової) відбувається за погодинним графіком (це припущення формує часовий горизонт прийняття рішень).

Модель електричного навантаження. Базове навантаження $L(t)$ моделюється як сума функцій, що представляють середні значення навантажень і певний стохастичний процес: $L(t) = \mu(t) + X(t)$, $t \geq 0$.

Середнє значення $\mu(t)$ приймає позитивні раціональні значення і визначає неперервну зміну базового навантаження, імітуючи його типові характеристики.

Стохастичний процес $X(t)$ вибирається у відповідності з наступними припущеннями:

– відповідно до центральної граничної теореми $L(t)$ має нормальний розподіл, оскільки відповідає сумі значної кількості різних навантажень (споживачів) в системі. Отже, функція $X(t)$ також повинна бути розподілена нормально;

– величина $L(t)$ не може зростати протягом тривалого часу, і має швидко повертатись до певного середнього значення.

Виходячи з таких припущень, випадкова складова $X(t)$, що визначає девіацію функції навантажень, має задовольняти стохастичному диференційному рівнянню типу Орнштейна-Уленбека:

$$dX(t) = -\alpha X(t)dt + \sigma dB(t),$$

де $B(t)$ є вінерівським процесом (за іншою термінологією – броунівським рухом).

Коефіцієнт α (параметр зсуву або дрейфу) визначає швидкість повернення до середнього значення, множник σ (волатильність) характеризує розмах відхилень, які мають нормальний розподіл, і приймається постійним для досліджуваного періоду. Стохастичний процес, описаний рівнянням (3), характеризується випадковими коливаннями навколо деякого середнього значення (в даному випадку нульового); при малих значеннях α процес близький до звичайного вінерівського блукання, його траєкторія може довго знаходитись вище чи нижче від рівноважного положення, а розмах відхилень прямує до величини $\sigma/\sqrt{2\alpha}$.

При великих значеннях α та σ траєкторія процесу часто перетинає рівноважний рівень та нагадує білий шум.

Розв'язок стохастичного диференційного рівняння може бути знайдено за формулою Іто, результат має вигляд, як для звичайного диференційного рівняння: $X(t) = e^{-\alpha t} [X(0) + \int_0^t \sigma e^{\alpha s} dB(s)]$, де $X(0)$ – початкове значення відхилення

базового навантаження від середнього значення, а інтеграл взято в трактовці Іто. Щодо визначення інтеграла Іто: відомо, що шлях інтегрування для броунівського руху не можна описати стандартними техніками інтегрального числення. Зокрема, броунівський рух не є інтегрованою функцією в кожній точці шляху, і має нескінченну варіацію на будь-якому часовому інтервалі. Таким чином,

інтеграл Іто не може бути визначений у сенсі інтеграла Рімана-Стільтєса. Проте інтеграл Іто можна визначити строго, якщо зважити, що підінтегральна функція є адитивним процесом; це означає, що залежність його середнього значення від часу t визначається тільки траєкторією до моменту t .

Описаний стохастичний процес з певними числовими параметрами стосується всієї енергосистеми і є одновимірним. У випадку, якщо окремі частини енергосистеми можуть бути виділені в самостійні підсистеми з різними властивостями, проте пов'язані спільною електромережею і взаємним впливом, то аналогічним чином можна визначити багатовимірний процес, розглядаючи рівняння Орнштейна-Уленбека як векторне. Приклад тривимірного процесу:

$$d \begin{pmatrix} X_t^{(1)} \\ X_t^{(2)} \\ X_t^{(3)} \end{pmatrix} = - \begin{pmatrix} \beta_1 & 0 & 0 \\ 0 & \beta_2 & 0 \\ 0 & 0 & \beta_3 \end{pmatrix} \begin{pmatrix} X_t^{(1)} \\ X_t^{(2)} \\ X_t^{(3)} \end{pmatrix} dt + \begin{pmatrix} \sigma_{11} & \sigma_{12} & \sigma_{13} \\ \sigma_{21} & \sigma_{22} & \sigma_{23} \\ \sigma_{31} & \sigma_{32} & \sigma_{33} \end{pmatrix} d \begin{pmatrix} B_t^{(1)} \\ B_t^{(2)} \\ B_t^{(3)} \end{pmatrix}.$$

Тут три підсистеми стосуються енергосистем Норвегії, Швеції та Фінляндії, пов'язаних у Північний пул. Елементи діагональної матриці $[\alpha]$ характеризуватимуть темп відновлення середнього значення; при їх наближенні до нуля стохастичний процес перетвориться на броунівський рух, а при необмеженому зростанні стане детермінованим. Недіагональні елементи матриці $[\sigma]$ вказують на кореляцію окремих підсистем. Аналогічний підхід може бути поширено на довільну кількість підсистем.

Функцію середніх значень $\mu(t)$ можна визначити різними способами. Для апроксимації можна зокрема використати наближення тригонометричними функціями, в залежності від вигляду графіка навантажень.

Зауважимо, що загальна база фактичних даних про споживання енергії складається здебільшого з погодинних значень. Оскільки споживання енергії має чітко виражену добову циклічність, то логічно всі дані загальною кількістю N (для річного періоду $N=8760$) розбити на M відрізків довжиною $K=24$. Тоді споживання енергії буде задаватися N значеннями l_{ij} , де $i=1 \dots M$ – номер доби, $j=1 \dots K$ – година доби. Знайшовши осереднені по індексу i значення l_j та прирівнявши до них відповідні значення μ_j : $l_j = \frac{1}{M} \sum_i \sum_n l_{i,n}$; $\mu_j = \int_0^{t_j} \mu(t) dt$, можемо перейти до визначення параметрів апроксимуючої μ_j функції.

Для оцінки інших параметрів математичної моделі зручно використовувати функцію зростання спожитої енергії як інтеграл від потужності:

$$S(t) = \int_0^t \mu(t) dt + \frac{1}{\alpha} [X(0)(1 - e^{-\alpha t}) + e^{-\alpha t} \sigma \int_0^t (e^{\alpha t} - e^{\alpha t}) dB(t)].$$

Апроксимація першої складової виразу в правій частині описана вище і стосується детермінованої функції. Для оцінки параметрів α та σ у правій (стохастичній) складовій зручно використовувати варіацію (дисперсію) даного виразу, яка може бути зведена до вигляду: $Var[S(T)] = \frac{\sigma^2}{2\alpha} [T - \frac{1}{\alpha} (1 - e^{-\alpha T})]$. Порівнюючи з числовими значеннями дисперсій множини l_{ij} по індексу i для двох значень T (наприклад, t_1 та t_K при $j=1, K$), отримаємо трансцендентні рівняння для визначення α та σ . В результаті отримаємо математичну модель стохастич-

ного процесу, що описує випадковий характер споживання електроенергії (базового навантаження) в енергосистемі. В подальшому для симулювання стохастичної складової в такій моделі можна використовувати метод Монте-Карло з розрахованими вище параметрами.

Описана математична модель дає уявлення про інтегральні характеристики та розмах флуктуацій рівня споживання енергії. При цьому похибка розрахунку не визначається. Однак для організації роботи енергосистеми важливо мати більш точний короткотерміновий прогноз. Для цього використовуються різні методи прогнозування. Тоді точні прогнози можна використовувати для організації роботи енергосистеми в короткому часовому проміжку, а стохастична модель зображує інтегральні характеристики та флуктуації в режимі неперервного часу і зручна для оцінки ризиків та характеристик розподілу споживання як випадкової величини.

Виробництво вітрової електроенергії. Як зазначалось вище, генерована енергія визначається контрольованою (традиційною) складовою $Q(t)$ та неконтрольованою (в даному випадку вітровою) потужністю $W(t)$:

$$P(t) = Q(t) + W(t).$$

Складність моделювання вітрової складової $W(t)$ обумовлюється як випадковим характером енергоносія (вітру), так і нелінійним характером перетворення вітрової енергії в електричну, що вносить додаткову невизначеність через особливості роботи вітроелектричних установок в різних кліматичних умовах.

Стосовно самої вітрової енергії слід зазначити, що її розподіл як випадкової величини не є симетричним; відповідно виробництво електроенергії вітростанціями також має несиметричний розподіл. Розподіл швидкості вітру найчастіше описують функцією Вейбула. Однак за наявності певної специфіки у поведінці вітру пропонуються також інші види представлення функції щільності розподілу швидкості вітру по градаціях: розподіл Релея (найпростіша форма), експоненційний розподіл за методом максимуму ентропії, комбінування кількох розподілів (в тому числі нормального, поліномів Чебишева, тощо).

Потужність ВЕС обмежена певною величиною, яка дорівнює номінальній (установленій) потужності W_m незалежно від сили вітру, вона має певний коливальний характер. Однак добова циклічність не виражена так явно, як у випадку споживання електроенергії (рис.13.3).

Оскільки для визначення параметрів математичної моделі необхідно користуватися фактичними даними, то представимо базу даних щодо фактичної роботи ВЕС у вигляді погодинного набору значень виробленої енергії (адже енергія, спожита протягом години і визначена у кіловат-годинах, чисельно дорівнює середній потужності у кіловатах). Така база даних може бути оформлена у вигляді двовимірного масиву w_{ij} , де $i=1...M$ – номер доби, $j=1...K$ – година доби, аналогічно тому, як це зроблено стосовно споживання енергії l_{ij} . Тоді індекс i можна розглядати як номер реалізації (траєкторії процесу), а j – параметр часу.

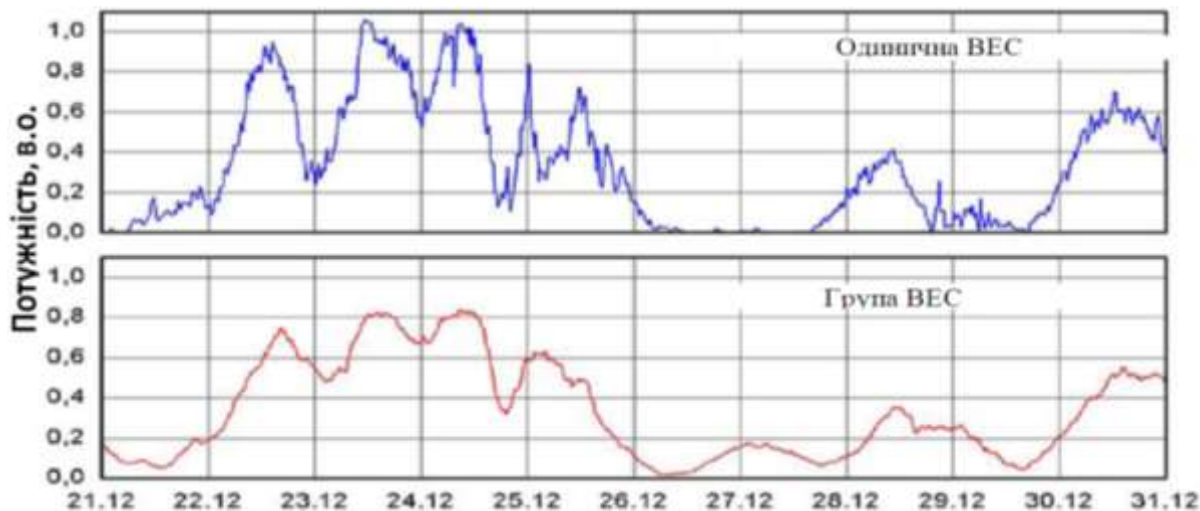


Рис. 13.3. Приклади коливань потужності ВЕС впродовж декади

Для моделювання стохастичного процесу виробітку вітрової електроенергії можна представити його у вигляді суми детермінованої та випадкової складових: $W(t) = \omega(t) + U(t)$, де $\omega(t)$ – алгебраїчна функція, що представляє середнє значення потужності ВЕС, а $U(t)$ є стохастичним процесом Орнштейна-Уленбека і описується аналогічно моделюванню навантажень.

Контрольоване виробництво електроенергії. Аналогічно до попередніх складових енергобалансу, чисте (без урахування вітростанцій) базове виробництво енергії моделюється у вигляді суми алгебраїчної функції та стохастичного процесу: $Q(t) = \pi(t) + Y(t)$, $t \geq 0$, де $\pi(t)$ – планова продуктивність генеруючих потужностей, $Y(t)$ – стохастичний процес, що відображає непередбачувані відключення виробників енергії.

Щодо $\pi(t)$ можна зробити наступні зауваження: ця функція не є середнім значенням $Q(t)$, оскільки відхилення $Q(t)$ від $\pi(t)$ можуть бути лише від'ємними, адже $Y(t)$ відображає непередбачуване зменшення продуктивності; $\pi(t)$ залежить від рішень операторів системи. Якщо оператори працюють на підставі прогнозів, то погодинний інтеграл від $\pi(t)$ має дорівнювати різниці між прогнозованим споживанням електроенергії та її виробітком на ВЕС. За таких припущень графік $\pi(t)$ має зображуватись ламаною лінією, як на рис. 13.2. Проте при загальному підході її вигляд визначається умовами роботи енергоринку та станом енергосистеми в цілому або в модельованій частині. Отже, цей елемент моделі має визначатися, виходячи з конкретних умов. Стохастична складова $Y(t)$ відображає випадкове ступінчате зменшення генеруючої потужності, і моделюється стрибкоподібним стохастичним процесом. Цей процес має передбачати повернення до $\pi(t)$, тобто мати реверсивну складову, адже при вимкненні певної електростанції її потужність має компенсуватися іншими станціями. Величина змін потужності не є сталою (якщо енергосистема не складається з однотипних модулів). Величина стрибків потужності є стохастичною змінною, причому дискретною, оскільки генеруючі об'єкти мають скінчену кількість станів. Проте для енергосистеми з великою кількістю об'єктів функцію розподілу величини стрибків потужності можна вважати неперервною і не залежною від базової потужності $Q(t)$. Такий стохастичний процес є узагальненням процесу Пуассона, і характеризується інтенсивністю λ та функцією розподілу f_V величини стрибків. Для оцінки параметрів розподілу стрибків генеруючої потужності зазвичай ко-

ристуються двома підходами. Можна зібрати досконалу інформацію про об'єкти енергосистеми – їх номінальні потужності, характерні режими роботи, напруження на відмову тощо, і звідси визначити певні можливості флуктуацій потужності. Можна також в якості джерела інформації використовувати історичні дані щодо роботи енергосистеми, і за допомогою статистичних методів визначити імовірнісні характеристики та очікувані значення. Як правило, використовуються обидва підходи.

Результати імітаційного моделювання. Використовуючи стохастичну модель роботи енергосистеми для симуляції методом Монте-Карло процесу енергозабезпечення скандинавських країн, було отримано масив реалізацій цього процесу, графічно зображених на рис. 13.4.

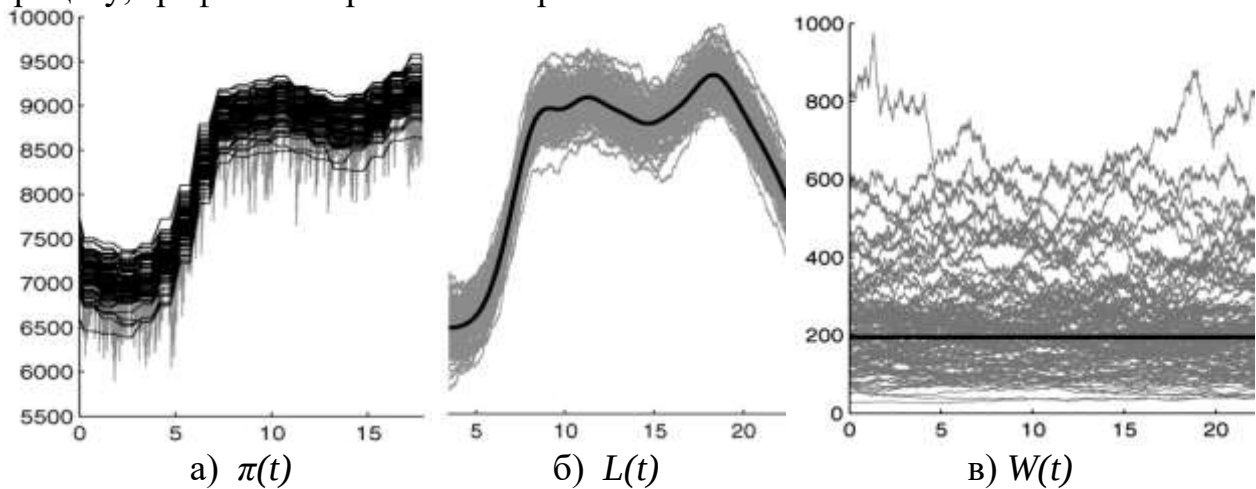


Рис. 13.4. Результати погодинної симуляції процесу зміни потужності:

- а) планової продуктивності;
- б) навантаження;
- в) вітрової енергії

Як видно на рис. 13.4, рівень виробництва та споживання електроенергії знаходиться в межах до 10 тис. МВт, потужність ВЕС – до 1 тис. МВт. Суцільною жирною лінією позначено очікувані середні значення. Слід зауважити, що планова продуктивність енергосистеми визначається за погодинним прогнозуванням споживання та наявності вітрової енергії, і для кожної симуляції траєкторія процесу може варіювати (рис. 13.4а) в залежності від варіанту прогнозу. Цікавим є той факт, що розгляд варіантів з урахуванням вітрової енергії та без неї дав близькі числові величини середнього значення дисбалансу енергосистеми та його середньоквадратичного відхилення, тобто наявність вітростанцій номінальною потужністю до 10% від загального рівня (середня за час дослідження потужність ВЕС становила близько 2%) істотно не впливає на стабільність роботи енергосистеми.

Таким чином, моделювання процесу забезпечення енергобалансу з допомогою стохастичних диференціальних рівнянь дозволяє досить ефективно спрогнозувати поведінку енергосистеми. Точність моделі залежить від наявності та репрезентативності попередніх даних щодо роботи енергосистеми, досконалості застосовуваних методів прогнозування. Рівень невизначеності модельованої поведінки системи визначає ступінь ризику енергозабезпечення та вимоги до її надійності. Вдосконалення моделі потребує подальшого вивчення статистичних

даних щодо якомога більшої кількості об'єктів енергосистеми та тривалого часу її функціонування.

Зауважимо, що при генеруванні електроенергії треба точно відслідковувати її споживання, вживаючи заходи з регулювання частоти та використання буферних навантажень (гідроакumuлюючих потужностей, експортних можливостей тощо). Крім того, електростанції самі можуть іноді виходити з ладу, додаючи нестабільності енергосистемі. Наявність резервних потужностей сприяє розв'язанню згаданих проблем, однак при цьому собівартість електроенергії дорожчає пропорційно обсягу резервування. Відповідно математичне моделювання та прогнозування тих компонент, що мають випадковий характер, дозволять значною мірою оптимізувати рівень додаткових витрат.

Визначення параметрів математичної моделі

Як зазначено вище, розв'язок стохастичного диференційного рівняння Орнштейна-Уленбека записується за формулою Іто. Модифікуємо його для зручності подальшого моделювання, для чого виразимо вінерівський процес через стандартний нормальний розподіл $\varepsilon \sim N(0,1)$ з нульовим математичним сподіванням та одиничною дисперсією: $B(t) = \sqrt{t} \cdot \varepsilon$. Це дозволяє виразити стохастичний інтеграл $X(t) = e^{-\alpha t} [X(0) + \int_0^t \sigma e^{\alpha s} dB(s)]$ через скалярну випадкову величину ε та звести до звичайного детермінованого інтегрування. Отримуємо розв'язок у вигляді:

$$X(t) = X(0) \cdot e^{-\alpha t} + \frac{\sigma}{\sqrt{2\alpha}} \sqrt{1 - e^{-2\alpha t}} \cdot \varepsilon.$$

Таким чином, досліджуваний процес $X(t)$ описано як нормально розподілену випадкову величину з середнім значенням та дисперсією, залежними від часу. Зауважимо, процес $U(t)$ визначається аналогічно. Такий запис розв'язку цілком достатній для характеристики випадкового процесу. Для подальшого моделювання можна використовувати методи типу Монте-Карло, задаючи набори випадкових чисел з відповідним розподілом.

Що стосується функції середніх значень $\mu(t)$, то, як зазначалося раніше, її можна апроксимувати тригонометричними функціями:

$$\mu(t) = A_0 + \sum_{j=1}^n \left(A_j \cos \frac{2j\pi}{T} t + B_j \sin \frac{2j\pi}{T} t \right).$$

Формули для визначення коефіцієнтів A_i та B_i загальноновживані, T – часовий проміжок осереднення.

В якості прикладу для моделювання навантажень на енергосистему розглянемо споживання електроенергії в Україні за лютий 2012 року. В цьому місяці було зафіксовано значні перепади температури повітря та відповідні коливання рівня енергоспоживання. Для апроксимованої середньої складової $\mu(t)$ отримаємо: $A_0=26,86$; $A_1=-2,07$; $B_1=-1,62$; $A_2=-1,45$; $B_2=-0,17$ (розмірності вхідних даних взято в ГВт). Тут середньоквадратична похибка апроксимації дорівнює 0,29; якщо ж взяти і третю гармоніку: $A_3=0,14$; $B_3=-0,10$, то похибка складе 0,26. Різниця незначна, отож три гармоніки можна вважати достатніми. Якісний характер кривих споживання у 2010–2013 роках подібний.

Якщо вважати шуканий випадковий процес $L(t)$ поточною потужністю навантаження на енергосистему, то чисельно годинна кількість електроенергії дорівнює середній за цю годину потужності, або певному значенню потужності всередині годинного інтервалу (для неперервних функцій). Якщо процес змінюється досить плавно (насправді це справедливо при великій кількості енергооб'єктів, відносна потужність кожного з яких незначна), то середнє значення реалізується ближче до центра інтервалу, і числовий ряд середніх значень потужності L_i (або X_i) близький до рівноінтервального. За таких умов наближену оцінку волатильності процесу $L(t)$ можна отримати з формул:

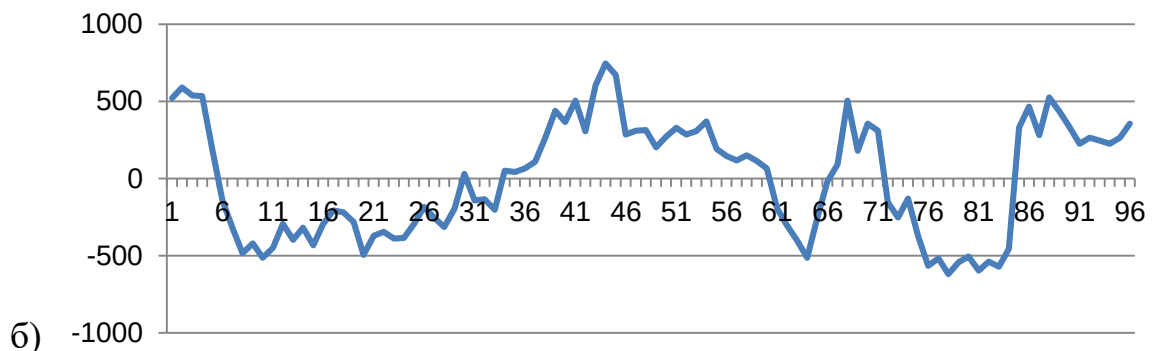
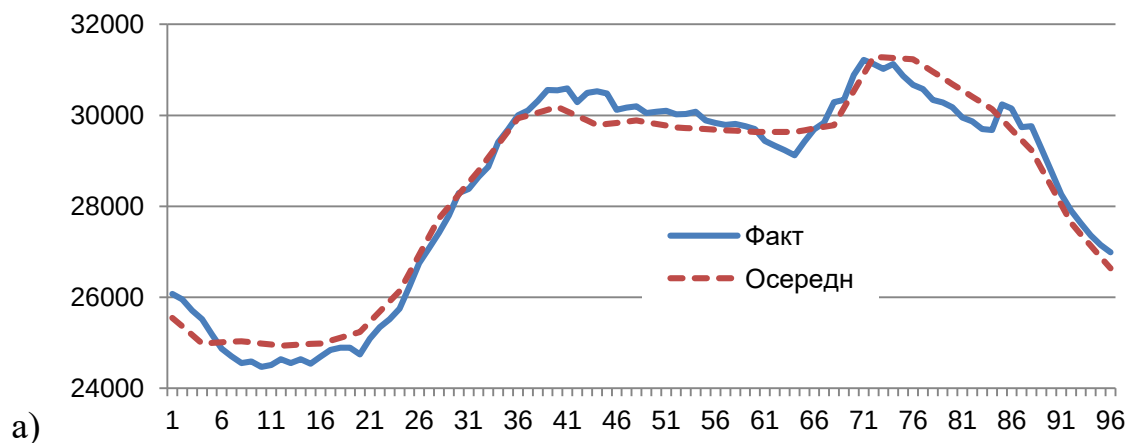
$$\sigma^2 = \frac{1}{K-2} \sum_{i=1}^{K-1} (L_{i+1} - L_i)^2, \quad \frac{(1-e^{-\alpha})^2}{2(\alpha-1+e^{-\alpha})} = \frac{\sum L_{j+1}L_j}{\sum L_j^2}.$$

Інший підхід базується на використанні функцій оцінки мартингалів:

$$\sigma^2 = \frac{1}{K-2} \sum_{i=1}^{K-1} [L_{j+1} - (1-\alpha)L_j]^2; \quad \alpha = -\ln \frac{\sum L_{j+1}L_j}{\sum L_j^2}.$$

Тут прийнято, що часовий крок одиничний. Існують також інші підходи до розрахунку цих параметрів.

Характер поведінки нерегулярної складової потужності як стохастичного процесу зображено на рис. 13.5.



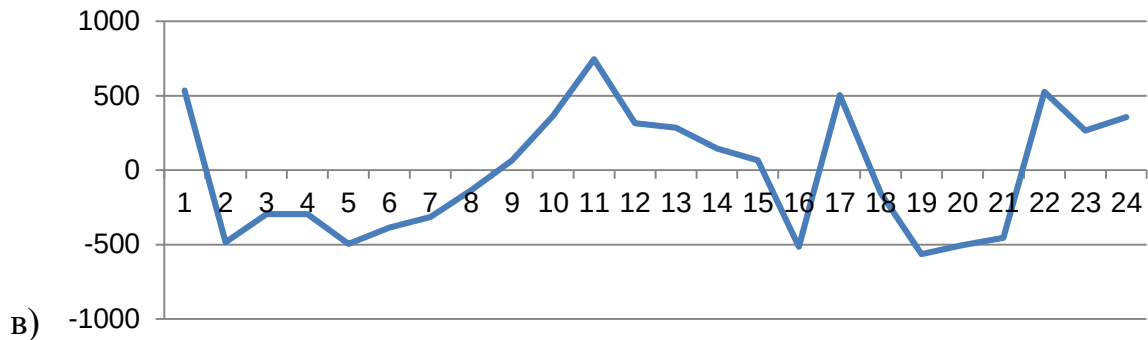


Рис. 13.5. Приклад зміни випадкової складової $X(t)$: а) добова реалізація випадкового процесу; б) 15-хвилинне осереднення флуктуацій; в) 1-годинне осереднення флуктуацій

Модель стохастичного процесу $X(t)$, враховуючи властивості марківських процесів, можна записати у вигляді ітераційного процесу:

$$X(t_j) = X(t_{j-1}) \cdot e^{-\alpha} + \frac{\sigma}{\sqrt{2\alpha}} \sqrt{1 - e^{-2\alpha}} \cdot \varepsilon, \quad \varepsilon \sim N(0,1).$$

Поточну потужність ВЕС можна розглядати як стохастичний процес $W(t) = W[v(t)]$ на певному імовірнісному просторі, де t – параметр, що в даному випадку означає час, а швидкість вітру $v(t)$ – окрема подія з імовірнісного простору. Тоді вироблена за певний час енергія визначатиметься інтегруванням $W(t)$ по цьому часовому проміжку. Якщо використовувати часові проміжки тривалістю в одну годину, то чисельно вироблена за годину енергія рівна середній за цей час потужності ВЕС, і може визначатися формулою:

$W_i = W(t_i) = \tau \int_{t_i - \tau}^{t_i} P(v) f(v) dv$, де $P(v)$ – характеристика потужності вітроустановки; $f(v)$ – диференціальна функція щільності розподілу швидкості вітру; $\tau = 1$ – тривалість часового інтервалу.

Таким чином, стохастична складова енергетичного балансу описується різницею випадкових величин $W(t)$ та $X(t)$; решту функцій можна вважати детермінованими.

Особливості врахування групи ВЕС

В якості математичної моделі для опису сукупної роботи декількох випадкових частково залежних процесів використовується диференціальне векторне рівняння: $d\bar{U}(t) = -\beta \cdot \bar{U}(t)dt + \sigma \cdot d\bar{B}(t)$, $t \geq 0$, як векторний аналог рівняння Орнштейна-Уленбека, де $\bar{B}(t)$ є векторним випадковим вінерівським процесом, β та σ – матриці коефіцієнтів, що визначають швидкість зміни (зсув) та відхилення (волатильність) шуканого багатовимірного випадкового процесу $\bar{U}(t)$. Тут матриця β діагональна.

Для кількох ВЕС, які частково корелюють між собою, модель зміни їх потужності може бути описана розв'язком ітераційного виду:

$$U^{(i)}(t_k) = U^{(i)}(t_{k-1}) \cdot e^{-\beta_i \Delta t} + \sqrt{\frac{1 - e^{-2\beta_i \Delta t}}{2\beta_i}} \cdot \sum_{j=1}^n \sigma_{ij} \varepsilon_j, \quad \text{де } i - \text{номер ВЕС, } n - \text{їх кількість, } \varepsilon_i$$

– стандартні нормально розподілені випадкові величини. Тут $U^{(i)}(t_k)$ – випадковий процес, що стосується потужності i -ї ВЕС в момент часу t_k ; $\Delta t = t_k - t_{k-1}$. Тоді сукупна дія групи ВЕС розглядається як синхронна сума кількох випадкових

процесів. Стандартне відхилення суми визначається як сума коваріацій окремих процесів. Однак точність такої моделі залежить, зокрема, від того, наскільки близьким до нормального є реальний розподіл величин, що розглядаються як випадкові. Для реальної оцінки кореляції між регіонами потрібно оперувати синхронізованими часовими рядами з невеликим інтервалом запису даних – бажано не більше години, зважаючи на час регулювання потужності.

Рівень коливань поточної потужності ВЕС залежить від кількості вітроустановок (ВЕУ) та розміру регіону, на якому вони розосереджені.

Одночасне врахування близько розташованих об'єктів з високою кореляцією призводить до невизначеності при розрахунку параметрів розв'язку, що є наслідком мультиколінеарності даних. Для зручності краще розбити територію на статистично однорідні регіони – наприклад, південно-східний, південний, південно-західний. Тоді результуючий процес визначається як сума трьох, кожен з яких сам залежить від трьох незалежних вінерівських процесів з відповідними зносами та волатильностями, з урахуванням кореляцій між регіонами:

$$d \begin{pmatrix} U_t^{(1)} \\ U_t^{(2)} \\ U_t^{(3)} \end{pmatrix} = - \begin{pmatrix} \beta_1 & 0 & 0 \\ 0 & \beta_2 & 0 \\ 0 & 0 & \beta_3 \end{pmatrix} \begin{pmatrix} U_t^{(1)} \\ U_t^{(2)} \\ U_t^{(3)} \end{pmatrix} dt + \begin{pmatrix} \sigma_{11} & \sigma_{12} & \sigma_{13} \\ \sigma_{21} & \sigma_{22} & \sigma_{23} \\ \sigma_{31} & \sigma_{32} & \sigma_{33} \end{pmatrix} d \begin{pmatrix} B_t^{(1)} \\ B_t^{(2)} \\ B_t^{(3)} \end{pmatrix}.$$

Матриця $[\sigma] = [\sigma_{ij}]$ визначає волатильності, що враховують дисперсії та кореляції між компонентами багатовимірного броунівського руху (скінчена лінійна комбінація броунівських рухів також є броунівським рухом, в даному випадку тривимірним), які в свою чергу є функціями швидкості вітру в різних регіонах. В силу взаємності кореляцій ця матриця є симетричною, маючи шість незалежних пар індексів i, j . Сумарний процес моделюється як сума трьох, кожен з яких має три випадкові змінні ε_i , які є стандартними нормальними випадковими величинами:

$U(t_k) = \sum_{i=1}^3 U^{(i)}(t_{k-1}) \cdot e^{-\beta_i \Delta t} + \sum_{i=1}^3 \sqrt{\frac{1 - e^{-2\beta_i \Delta t}}{2\beta_i}} \cdot (\sigma_{i1}\varepsilon_1 + \sigma_{i2}\varepsilon_2 + \sigma_{i3}\varepsilon_3)$, де β_i – зсув i -го процесу, $U^{(i)}(t_k)$ – значення i -го процесу в момент часу t_k .

Тут значення волатильностей σ_{ij} вже враховують кореляцію окремих складових сумарного процесу. Формально, дисперсія при позитивних коваріаціях зростає прискорено зі збільшенням потужностей ВЕС, при нульовій – пропорційно сумарній потужності ВЕС, при від'ємній – відстає від зростання потужності, можливо навіть зменшуючись.

Величини зсуву β_i мають бути досить близькими для різних ВЕС, вони визначають темп змін, який оцінюють в різних регіонах незалежно від масштабу ВЕС. Формула для розрахунку β_i використовує варіацію (дисперсію) інтегрованих значень потужності, тобто сумарну вироблену енергію (процедура інтегрування дозволяє спростити кінцевий вираз):

$$\frac{\text{Var}(S_t^{(i)})}{\text{Var}(S_T^{(i)})} = \frac{\sum_{k=1}^n \frac{\sigma_{ik}^2}{\beta_i^2} \left(t - \frac{1}{\beta_i} (1 - e^{-t\beta_i}) \right)}{\sum_{k=1}^n \frac{\sigma_{ik}^2}{\beta_i^2} \left(T - \frac{1}{\beta_i} (1 - e^{-T\beta_i}) \right)} = \frac{t - \frac{1}{\beta_i} (1 - e^{-t\beta_i})}{T - \frac{1}{\beta_i} (1 - e^{-T\beta_i})}, \quad S_\tau^{(i)} = \int_{t=0}^{\tau} X^{(i)}(t) dt.$$

Тут S_τ – сумарна енергія, вироблена протягом часу τ , n – кількість ВЕС. Для $t=1$ використовується середня за місяць варіація (дисперсія) погодинної по-

тужності, для $T=24$ – варіація добових сум потужностей (тобто вироблених за добу обсягів енергії).

Для розрахунку волатильностей використано систему рівнянь:

$$\text{Cov}(S_{\tau}^{(i)}, S_{\tau}^{(j)}) = \sum_{k=1}^n \frac{\sigma_{ik} \sigma_{jk}}{\beta_i \beta_j} \left[\tau + \frac{1}{\beta_i + \beta_j} (2 - e^{-\beta_i \tau} - e^{-\beta_j \tau}) - \frac{1}{\beta_i} (1 - e^{-\beta_i \tau}) - \frac{1}{\beta_j} (1 - e^{-\beta_j \tau}) \right]^{-1}.$$

Значення волатильностей зі змішаними індексами ($i \neq j$) пропорційне відповідним коефіцієнтам кореляції, що визначають коваріацію. В разі, коли один з об'єктів не корелює з іншим (має нульову коваріацію), то він не корелюватиме і з усіма об'єктами, які корелюють з цим іншим. Отже, або всі об'єкти пов'язані між собою, або досліджувана система розпадається на ряд незалежних груп, з відповідним розпадом системи рівнянь на ряд систем нижчого порядку. Групи ВЕС, що територіально близькі і мають сильну кореляцію, можна вважати одним об'єктом (в тому числі для уникнення мультиколінеарності), а слабо корельовані – незалежними. Таким чином, систему ВЕС можна розділити на певні групи, або кластери, що дозволяє спростити чисельний аналіз їх впливу на енергосистему. Для якісної оцінки тісноти кореляції можна застосувати наступну класифікацію: 0,1...0,3 – слабкий зв'язок; 0,3...0,5 – помірний зв'язок; 0,5...0,7 – помітний зв'язок; 0,7...0,9 – тісний зв'язок; понад 0,9 – дуже тісний зв'язок.

Насправді у вітровому режимі різних регіонів простежується певна синхронність, що спричиняє взаємну кореляцію у потужностях встановлених там ВЕС. Ступінь кореляції та її вплив на стабільність постачання енергії залежать від відстані між ВЕС (рис.8), кліматичних особливостей тощо. Як залежить рівень кореляції потужності від часу осереднення – показано на рис.13.6.

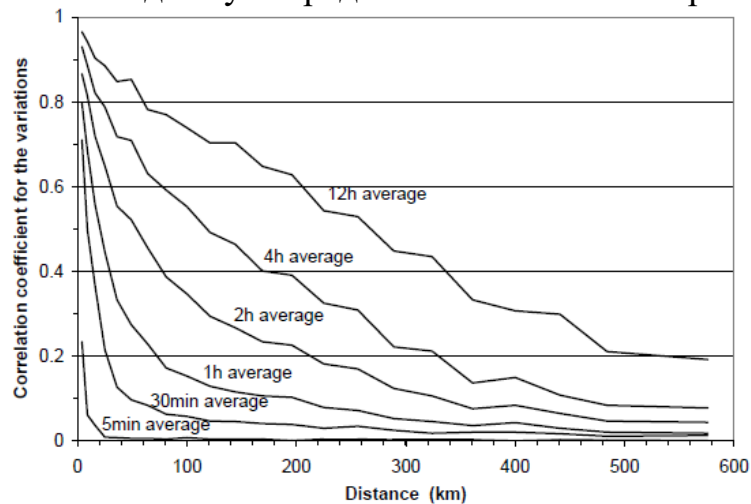


Рис. 13.6. Кореляція синхронної потужності віддалених ВЕС

При синхронному складанні 10-хвилинних записів потужностей ВЕС, розташованих в різних регіонах, проявляється ефект географічної дисперсії – при віддаленні площадок ВЕС їх кореляція зменшується, а графік сукупної потужності згладжується. Проте це стосується швидких змін в хвилинному вимірі; середньодобові значення корелюють досить помітно. Отже, пропонується для значної кількості ВЕС добові коливання їх потужностей моделювати індивідуально, а міждобові складові додаються як частково корельовані. Якщо кількість ВЕС продовжує зростати, їх загальну потужність можна представити як нормально розподілену (в силу центральної граничної теореми), кореляція може вважатися

оберненою до відстані між окремими ВЕС, відповідно розраховуються результуючі показники стохастичності сумарної потужності як випадкового процесу. В якості прикладу розглянуто дані щодо швидкості вітру, зафіксовані в декількох аеропортах України протягом місяця з інтервалом 30 хвилин (рис. 13.7).

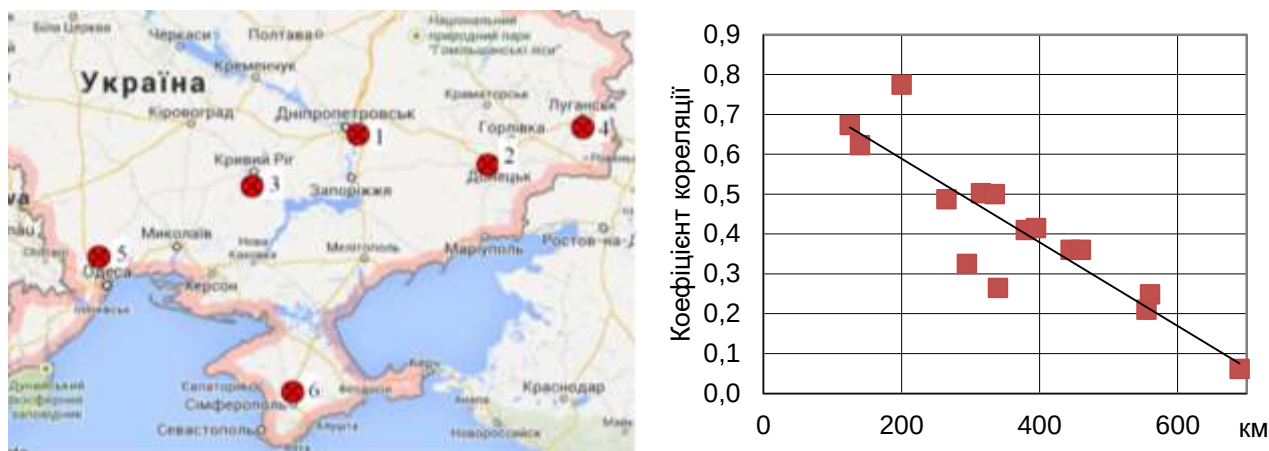


Рис. 13.7. Кореляційний зв'язок між потужностями ВЕУ в залежності від відстані

Відстані між точками виміру – від 100 до 700 км. Швидкість вітру визначалась на висоті 10 м; надалі перераховано цю швидкість на висоту осі ротора сучасних ВЕУ та розраховано відповідну потужність умовної ВЕУ (номінальна потужність – 3 МВт). Розрахунок коефіцієнтів кореляції між поточними потужностями ВЕУ вказує на зникнення статистично значимої залежності на відстанях понад 500 км.

При моделюванні групи n ВЕС їх потужність можна представити у вигляді:

$$W_{\Sigma}(t) = \sum_{i=1}^n W^{(i)}(t), \quad W^{(i)}(t) = w^{(i)}(t) + U^{(i)}(t) + \sum_{j=1}^n \sigma_{ij} \varepsilon_j, \quad n \gg 1.$$

Таблиця 13.1. Приклади розрахунку кореляції та волатильності

регіон	кореляція ρ (симетрична)						σ_{ij}					
	1	2	3	4	5	6	1	2	3	4	5	6
1 Дніпропетровськ	1						0,44					
2 Донецьк	0,92	1					0,41	0,20				
3 Кривий Ріг	0,74	0,62	1				0,28	-0,02	0,27			
4 Луганськ	0,67	0,86	0,45	1			0,23	0,23	0,00	0,16		
5 Одеса	0,45	0,27	0,63	0,05	1		0,16	-0,08	0,16	-0,05	0,30	
6 Сімферополь	0,60	0,50	0,40	0,25	0,47	1	0,23	0,03	0,03	-0,12	0,12	0,36

Розглянемо умовну ВЕС певної потужності, що складається з розташованих на зазначених площадках окремих ВЕС меншої потужності. Якщо це одинична ВЕС в районі Сімферополя, то середньоквадратичне відхилення (СКВ) її потужності складатиме 37 % від номінального значення. Для суми трьох віддалених одна від одної ВЕС, розташованих в Донецьку, Сімферополі та Одесі, СКВ дорівнює 20% номінальної потужності. Для всіх шести ВЕС СКВ складає 24% (в цьому випадку середній показник кореляції дещо вищий, ніж для максимально віддалених площадок, отож більша імовірність синхронної зміни потужності).

Величина середніх значень та середньоквадратичних відхилень потрібна для розрахунку ймовірності одночасних максимумів чи нульових значень в різних регіонах, використовуючи інтегральну функцію розподілу. Через несиметричність розподілу такий розрахунок буде наближеним, для точних оцінок бажано звести потужності до нормального розподілу (наприклад через логарифмування). Однак в такому випадку не можна буде безпосередньо вирахувати дисперсію сумарної потужності; натомість можливе симулювання роботи системи вже нормально розподілених величин, зворотна конвертація модельованих значень та визначення параметрів стохастичності з використанням методу Монте-Карло. І хоча розраховані значення дисперсій можуть дещо відрізнятися від істинних, проте можна виконати порівняльні оцінки для різних комбінацій ВЕС в межах означених регіонів. Зокрема, для окремо взятої ВЕС у районі Сімферополя ймовірність того, що потужність перебуватиме в межах від 10 до 90 відсотків номінальної, становить 0,71; для трьох означених вище ВЕС така ймовірність значно вища – 0,90; для всіх шести площадок одночасно – 0,82. Помітно, що розосередженість ВЕС по регіонах зменшує ймовірність екстремальних значень принаймні в півтора рази, а при максимальному рознесенні ВЕС в межах обраної території – майже втричі.

Імовірнісне моделювання потужності ЕЕС України

Наведені вище приклади моделювання ґрунтуються на практичних спостереженнях, виконаних в обмежений період часу з інтервалом в одну годину. Такий підхід є прийнятним в міжнародній практиці і обумовлений правилами ринку електроенергії. Але у вітчизняних умовах важливішими є умови забезпечення стабільності енергосистеми, а нормативна швидкодія вторинного резерву має бути не більшою 15 хвилин. Пропонована математична модель дозволяє дослідити варіативність енергосистеми в режимі реального часу, а інтервал осереднення даних грає роль при розрахунках числових параметрів випадкових процесів, і обирається на рівні 10-15 хвилин. Модельовані величини розглядаються як випадкові процеси, що складаються з суми детермінованої функції як осередненої (трендової) кривої, та певного стохастичного процесу, який відображає нерегулярні відхилення від трендового значення і визначається у відповідності з циклічним характером споживання енергії, кореляцією вітрових режимів на різних ВЕС.

Циклічний характер випадкових значень потужності. Якщо проаналізувати фактичні дані про потужність енергосистеми (офіційну статистику НЕК «Укренерго»), то послідовний ряд значень виглядає як випадковий процес, в якому явно простежується добова, тижнева та річна циклічності (рис. 13.8). Можливі також інші періодичності, що може бути встановлено дослідженням автокореляцій часового ряду, створеного з регулярних записів поточної потужності ЕЕС.

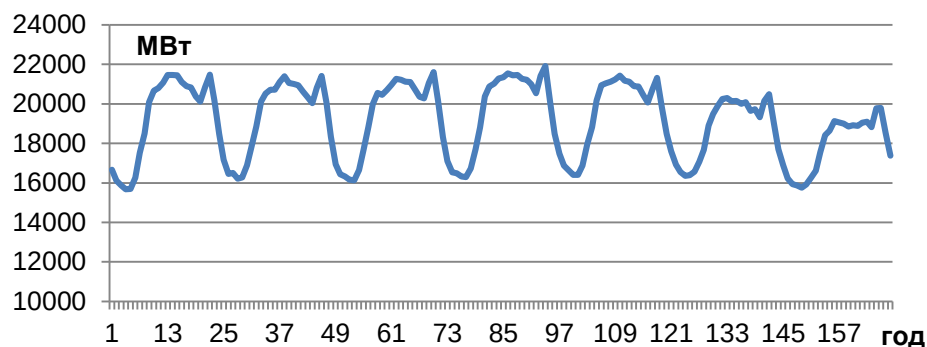


Рис. 13.8. Приклад циклічності роботи ЕЕС

Характер зміни потужності протягом доби є типовим для всього року, з відмінностями між робочими та вихідними днями, а також з сезонною зміною середньої потужності (залежно від температури повітря) та зсувом екстремумів через зміну тривалості світлового дня (рис. 13.9).

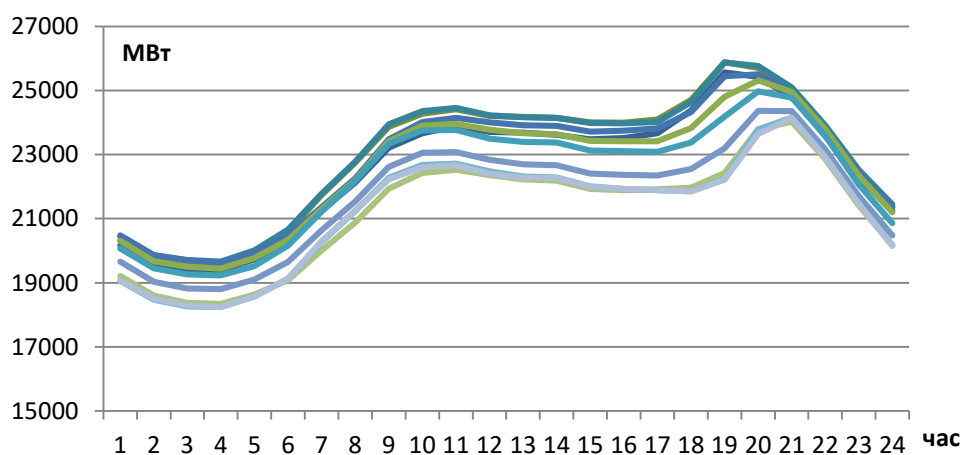


Рис. 13.9. Поведінка осередненого добового ходу потужності ЕЕС у березні (з кроком у два дні)

Оскільки характер змін потужності досить плавний, то таку форму добового ходу можна вважати прогнозованою; випадковий характер мають короткострокові коливання впродовж доби навколо осередненої (трендової) кривої (рис. 13.5). Якщо погодинний графік більше нагадував би білий шум, то 15-хвилинний ближчий до вінерівського блукання.

Для адекватного математичного моделювання потужності ЕЕС пропонується осереднену функцію $\mu(t)$ приймати відповідною до даного сезону $\mu^*(t)$ (середньомісячна складова), а стохастичну складову розглядати як таку, що містить випадкову величину φ з сезонною дисперсією σ^* (середньодобова складова) та власне випадковий процес $X(t)$, що відповідає вимогам Орнштейна-Уленбека і описує коливання потужності впродовж доби:

$$L(t) = \mu^*(t) + \sigma^* \varphi + X(t).$$

По суті, ми у такий спосіб осереднену функцію доповнюємо випадковою величиною, яка є незмінною впродовж доби. Розмах коливань випадкового процесу $X(t)$ має бути в межах, допустимих для сумарної потужності енергоблоків ЕЕС, а характер розподілу випадкової величини φ наближається до нор-

мального при розширенні діапазону осереднення: $\varphi \sim \varepsilon = N(0,1)$. Враховано, що дисперсія усіх значень є сумою міждобової дисперсії та середнього значення добових дисперсій.

Відповідні характеристики споживання електроенергії в Україні наведено в табл. 13.2 (дані ОІК «Укренерго»). Розрахункові значення складових при моделюванні визначаються таким чином, щоб забезпечувалися загальний рівень варіативності та співвідношення між окремими випадковими складовими).

Якщо вважати фактичні дані за зразок, то модель потужності ВЕС з урахуванням міждобової складової найкраще моделює фактичні дані для обраних місяців. Модель без урахування міждобової складової значно завищує розрахункову потребу в додаткових резервах.

Таблиця 13.2. Середньомісячні потужності ЕЕС та їх стандартні відхилення (МВт)

Місяць	2012 р.				2013 р.			
	Потужність	СКВ			Потужність	СКВ		
		добове	міждобове	місячне		добове	міждобове	місячне
1	23892	2186	1921	2910	23539	2181	1069	2429
2	26586	2073	1692	2676	23070	2086	689	2197
3	22910	1775	1147	2113	22595	1943	810	2105
4	20072	1520	1418	2079	19969	1650	1361	2139
5	18439	1499	699	1654	17880	1592	816	1789
6	19076	1570	885	1802	18486	1646	705	1791
7	19683	1713	720	1858	18831	1736	542	1819
8	19310	1677	804	1860	18853	1800	710	1935
9	18663	1644	525	1726	19096	1922	842	2098
10	19877	1930	1151	2247	21073	2071	887	2253
11	22291	2183	947	2380	21609	2255	1084	2502
12	24389	2352	1595	2842	23719	2423	924	2593
<i>середнє</i>	21266	1843	1125	2179	20727	1942	870	2138

Результати моделювання. При математичному моделюванні системи «ОЕС-ВЕС» розглянуто наступні варіанти:

- 1) лише традиційна ОЕС (без вітростанцій);
- 2) ОЕС плюс локалізована ВЕС потужністю 1000 МВт (1 ГВт);
- 3) ОЕС плюс розосереджена по півдню України (до 6 площадок) ВЕС потужністю 1000 МВт;
- 4) ОЕС плюс розосереджена по півдню України ВЕС потужністю 2000 МВт.

Кожен варіант розглядається окремо для літнього та зимового місяців, на які припадає максимальне та мінімальне споживання електроенергії в ОЕС. Кількість реалізацій випадкового процесу – не менше тисячі, для забезпечення достатньої стабільності результатів (підбирається емпірично).

За результатами моделювання швидкості вітру маємо, що влітку потужність групи ВЕС з імовірністю 95% знаходиться в межах від 1% до 60% номінальної потужності, взимку – від 2% до 80%. (рис. 13.10).

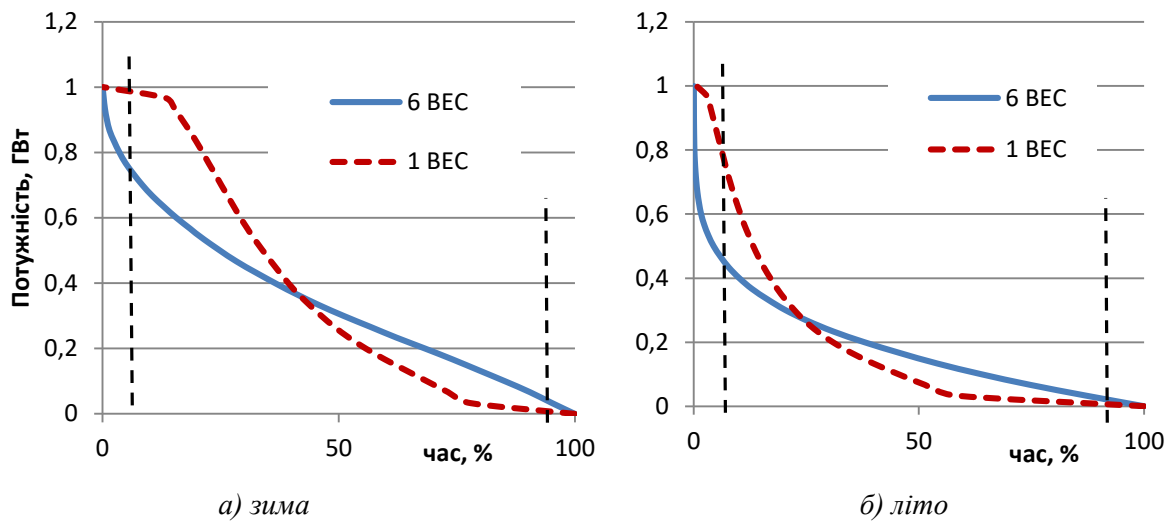


Рис. 13.10. Розподіл імовірності потужності одиночної та групової ВЕС

Розподіл сумісної потужності ОЕС та ВЕС має більш згладжений характер, в силу несинхронної зміни їх потужностей.

Результати розрахунку додаткового резерву по даних моделювання для одної ВЕС потужністю 1 ГВт а імовірністю 99% – 110 МВт; для групи ВЕС 2 ГВт – 100 МВт. Отже, варіативність розосередженої групи ВЕС приблизно така ж, як удвічі менш потужної, але сконцентрованої на одній площадці.

Влітку варіації потужності виявились дещо більшими, ніж взимку, але при цьому середня потужність ЕЕС менша на 5 ГВт, отже забезпечено більше вільних потужностей для регулювання.

Загалом, потреба у додаткових резервах, спричинена нестабільністю роботи ВЕС, становить до 10% номінальної потужності вітростанцій; але до цього значення слід додати складову впливу похибок прогнозування.

Для варіанту одиничної ВЕС взято середнє значення з результатів для кількох площадок, для розосередженої на 6-ти площадках групи ВЕС сумарна потужність передбачає рівномірний розподіл між площадками.

Моделювання вітру з подальшим перерахунком у потужність ВЕС дає дещо завищені потреби в резервах для одиничної площадки, проте для сумарної ВЕС, розосередженої по значній території, результати близькі до фактичних.

Результат моделювання приблизно рівний додатковій нестабільності, розрахованій для 1-годинних фактичних даних; врахування більш коротких (15 хв.) інтервалів часу незначно збільшує розрахункову потребу в резервах, але лише при зосередженому розташуванні. Реальне розташування на декількох площадках призводить до збереження потреб у додатковому резерві.

Лекція 14

Особливості моделювання комбінованої енергосистеми, до якої входять сонячні електростанції

Характер сонячної радіації

Робота сонячних та вітрових електростанцій, на відміну від інших напрямів відновлюваної енергетики, має безпосередню залежність від погоди. Як швидкість вітру, так і стан хмарності (від якого залежить рівень сонячної радіації) в кожен момент часу можна розглядати як випадкові величини, які можуть бути передбачені лише з деякою імовірністю. Разом з тим режим роботи цих електростанцій має бути достатньо передбачуваним. Доцільною є розробка математичних моделей поточної потужності СЕС, з допомогою яких можна оцінити можливість певних робочих режимів з заданим довірчим рівнем. Бажано, щоб моделі ВЕС та СЕС були сумісними та враховували такі важливі параметри їх роботи, як імовірність критичних рівнів потужності, розмах можливих перепадів потужності в одиницю часу, тощо.

Особливої уваги потребують локальні (особливо автономні) енергетичні системи, в яких обмежена чи відсутня можливість компенсувати нестачу електроенергії чи її надлишок. Мінімальна конфігурація автономної системи передбачає наявність вітроелектричної установки чи фотоелектричного модуля для виробництва електроенергії, та споживача електричної енергії. Якщо такий споживач має певні технічні обмеження по потужності, то можливість оптимізації його роботи вимагатиме імовірнісної оцінки часової протяжності різних режимів роботи. Адже ефективність такої системи може бути незначною внаслідок тривалих простоїв чи неповного завантаження як споживача, так і генеруючого обладнання при неналежній кількості вітрової чи сонячної енергії.

Для моделювання роботи ВЕС було застосовано представлення її миттєвої потужності у вигляді осередненого значення для заданого сезону (трендової кривої), середньодобового значення як випадкової величини та поточних короткотермінових змін як випадкового процесу типу Орнштейна-Уленбека. Застосуємо аналогічний підхід до моделювання сонячної радіації.

Оцінка потенціалу сонячної енергії. Сонячні батареї, як і ВЕУ, можуть працювати в мережевому та автономному режимах. Очікувана перевага – можливість більш стабільного живлення в часи відсутності вітру; недоліки – можливість використання тільки в денний час, і лише в ясну погоду, та порівняно висока вартість фотопанелей. Поточна потужність СЕС цілком залежить від рівня сонячної радіації, отже має максимально досяжні значення, залежні від природних умов (головним чином географічної широти місцевості та пори року), і змінюється впродовж дня випадковим чином. Фіксація рівня сонячного випромінювання (радіації, або інсоляції) виконується способом, відмінним від решти показників, головним чином вітчизняні гідрометеостанції реєстрували якісний стан хмарності. Для розрахунку очікуваної потужності натомість потрібні цифрові показники в одиницях енергії. Доступні джерела такої інформації, як правило, оперують осередненими для даної місцевості даними. Для врахування випадкового характеру рівня інсоляції (потужності сонячного випромінювання) можна застосувати математичне моделювання аналогічно тому, як

це зроблено для вітрової енергії, використовуючи наявні багаторічні дані. Так, для досліджуваної місцевості в Київській області, за багаторічними (1983-2005 рр.) даними американського аерокосмічного агентства NASA, рівень інсоляції має наступні значення (табл. 14.1):

Таблиця 14.1. Осереднені показники сонячної радіації для Київської обл.

Місяць	січ.	лют.	бер.	квіт.	трав.	черв.	лип.	серп.	вер.	жовт.	лист.	груд.
Інсоляція, кВт.год/м ² /день	1.07	1.87	2.95	3.96	5.25	5.22	5.25	4.67	3.12	1.94	1.02	0.86
Перевищення середнього, %	22	22	31	19	14	17	20	19	26	28	35	14
Менше середнього, %	-17	-22	-24	-17	-20	-12	-17	-14	-22	-23	-39	-19

Іншим джерелом є супутникові дані рівня інсоляції, опубліковані в європейських джерелах. Для аналізу використано дані про рівень сонячної радіації в районі Києва за декілька років (1996-2000), фіксовані з дискретністю 30 хвилин (в табл. 14.2 наведено осереднені дані для характерних місяців). Державні стандарти також містять певну інформацію про сонячне випромінювання.

Таблиця 14.2. Місячний обсяг сонячної радіації (прямої та розсіяної) на горизонтальну поверхню в районі Києва, МДж/м²

Джерело, рік		березень	червень	вересень	грудень
www.satellite-light.com	1996 р.	343	671	263	80
	1997 р.	355	608	354	88
	1998 р.	301	619	397	98
	1999 р.	331	760	389	73
	2000 р.	258	640	303	78
ДСТУ-Н Б В.1.1-27:2010	ясно	504	830	515	127
	середня хмарність	270	590	340	60

Таким чином, осереднений рівень сонячної радіації за результатами багаторічних спостережень в районі Києва дещо вищий, ніж при середній хмарності, але помітно нижчий від умов ясної погоди.

Максимально досяжні рівні сонячної радіації в околі Києва для характерних місяців, що відповідають сонцестоянню та рівноденню, зображено на рис. 14.1.

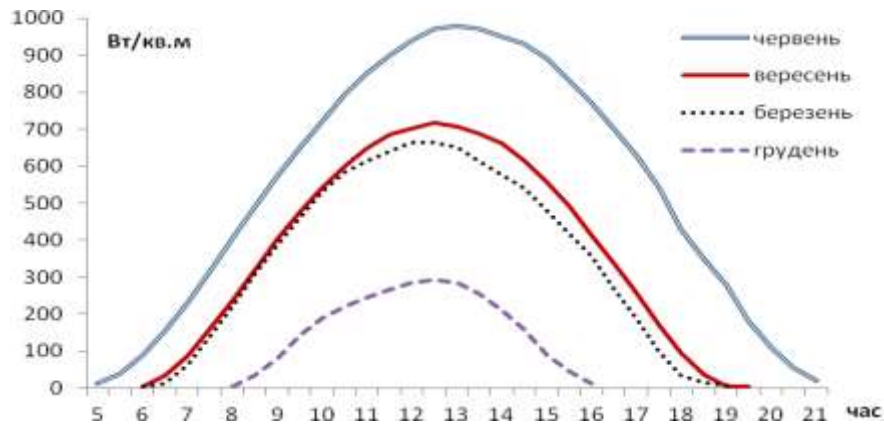


Рис.14.1. Максимально досяжні рівні сонячної радіації

Характер випадкових коливань сонячної радіації, спричинених змінною хмарністю, досліджувався рядом авторів, однак усталеного висновку щодо розподілу імовірності нема. Особливий інтерес до сонячної енергії притаманний дослідникам з регіонів, близьких до екватора, де в силу високої інсоляції та нестачі інших енергоресурсів сонячна енергетики раніше стала комерційно привабливою. Так, відповідно до досліджень сонячної активності в Західній Африці (2013р.), розподіл імовірності рівня сонячної радіації відрізняється від нормального. Досліджуючи погодинні дані за 14 років, автори перевіряли на придатність такі розподіли, як експоненційний, Вейбула, логнормальний, геометричний, гама- та бета-розподіли.

Вимірювалися пряме та розсіяне випромінювання. За рівнем середньоквадратичної похибки, яку дає застосування вказаних розподілів порівняно з фактичними даними, в різні місяці кращі результати забезпечували різні розподіли, проте помітної переваги ніякий не отримав. Дане дослідження стосувалося частоти спостереження певних рівнів радіації протягом місяця. Однак в дослідженні не перевірялася мінливість рівня радіації впродовж доби, в режимі реального часу.

Нормалізована потужність фактично відображає стан прозорості повітря (рівня хмарності) відносно середнього для даного місяця і часу доби. Нормалізація максимально досяжною інсоляцією (рис. 14.2) відображала б стан хмарності аналогічно індексу хмарності:

$$n = \frac{\rho - \rho_{\min}}{\rho_{\max} - \rho_{\min}}, \text{ де } \rho_{\min}, \rho_{\max} - \text{мінімальна та максимальна затінююча здатність хмар.}$$

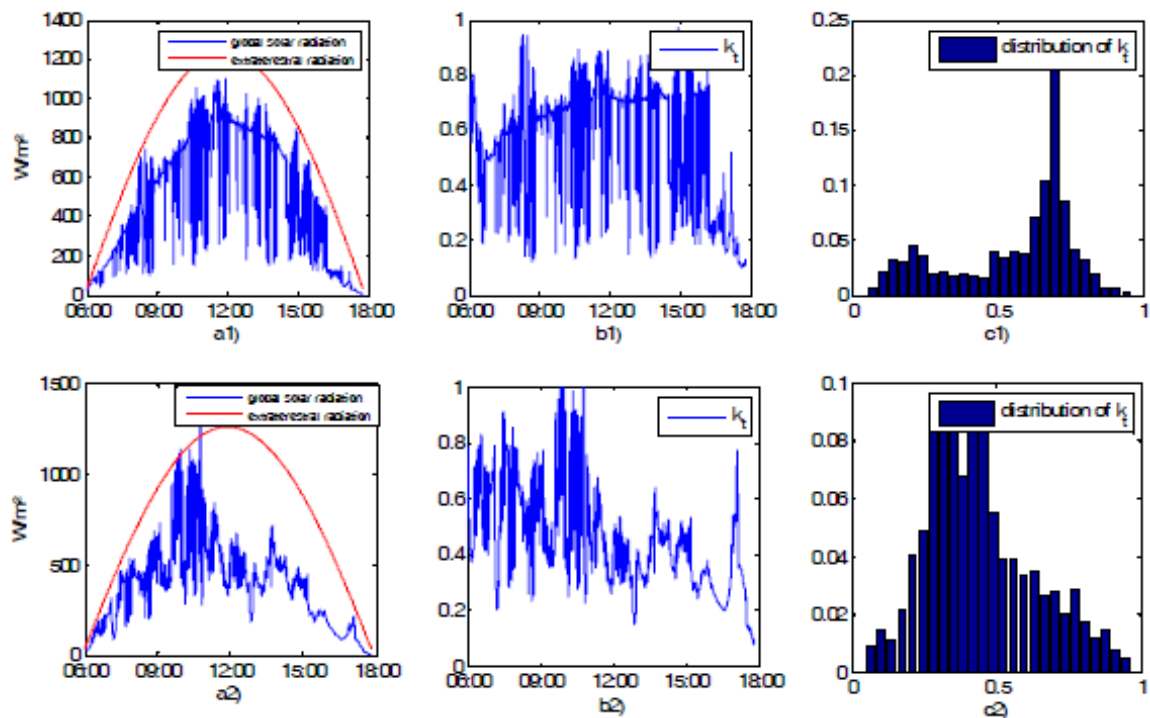
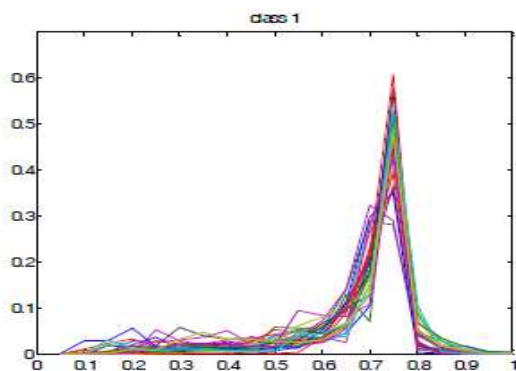


Рис. 14.2. Приклади денної радіації (а), індексу прозорості (б) та відповідні гістограми (с)

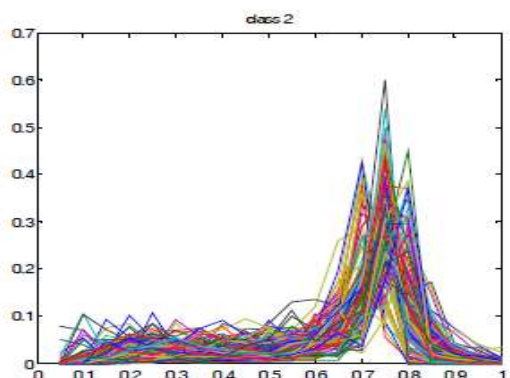
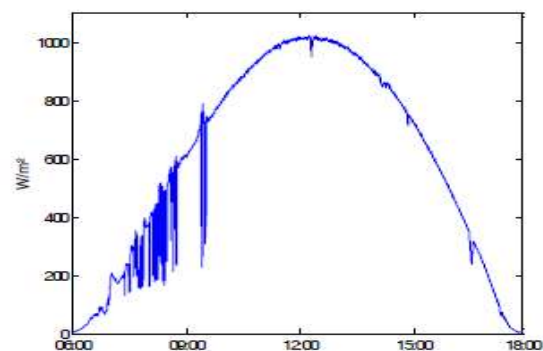
Рівень відхилень від середнього значення, характерний для певної години дня, досліджено на основі дані, зібраних в Гваделупі (тропічна зона) на протязі року. За характером хмарності визначено 4 основних типи поведінки сонячної радіації протягом дня (рис. 14.3). За одиницю порівняння прийнято індекс прозорості, тобто відношення поточної іррадіації до максимально досяжної за умови безхмарного неба.

Для оцінки прозорості атмосфери можна розглядати $k_t = I - n$ як коефіцієнт проходження світла через атмосферу. Тоді пряма сонячна радіація на поверхні землі $G = k_t \cdot G_{clear}$, де G_{clear} – радіація при чистому небі (як на рис. 14.1). Виділено чотири основних класи хмарності, рис.14.3.

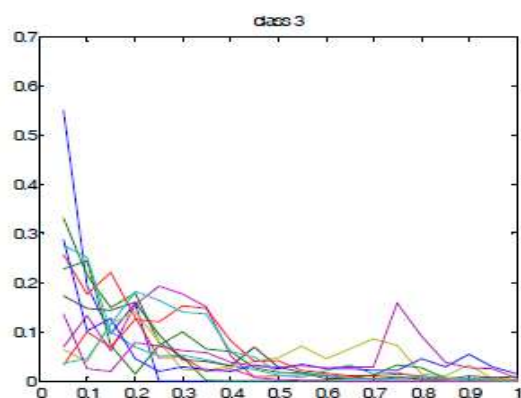
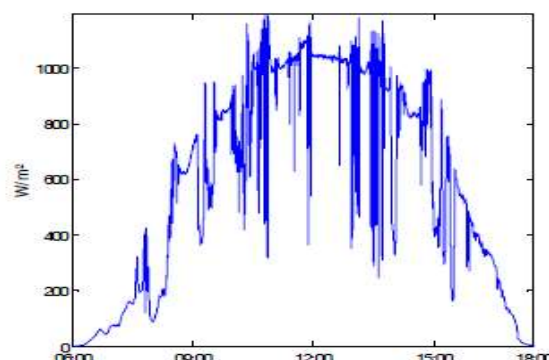
Вимірюваний інтервал часу складався з 20 фрагментів однакової довжини (30 хв.), для яких визначався свій рівень радіації. Ці значення вважаються незалежними випадковими величинами, з гама-розподілом їх імовірності. Параметри розподілу визначаються для кожного часового фрагменту, і відповідно до цих параметрів пропонується класифікація днів за рівнем радіації (тобто за рівнем хмарності для нормалізованих значень радіації). Послідовна зміна значень радіації протягом дня при цьому не визначена, лише сума нормалізованих значень (віднесених до сумарної за день радіації) дорівнює одиниці. Однак за характером гістограми денних значень визначається певний клас (рівень хмарності) – ясний день, частково ясний, частково хмарний, хмарний день. Зазначено, що послідовність днів певного класу протягом року схожа на дискретний ланцюг Маркова, тобто рівень хмарності не залежить від погоди попередніх днів.



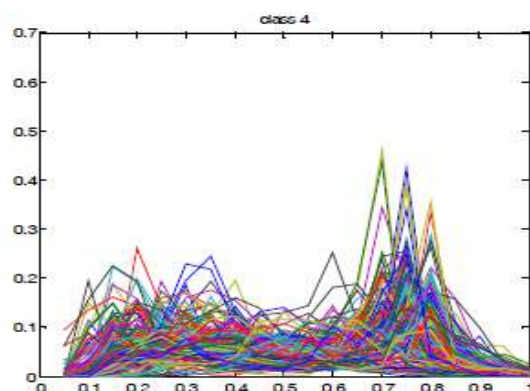
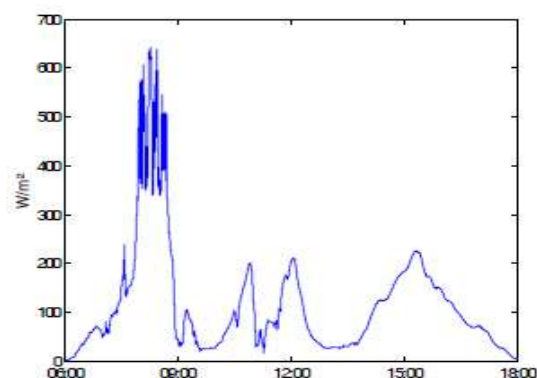
клас 1 – ясний день



клас 2 – частково ясний день



клас 3 – хмарний день



клас 4 – частково хмарний день

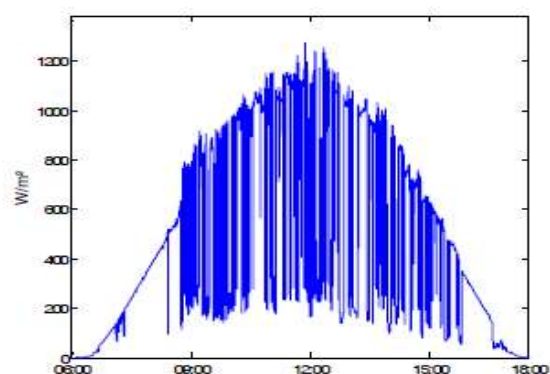


Рис. 14.3. Приклади розподілу індексів прозорості k_t (зліва) та рівня денної радіації

Перевіримо справедливості тези, що рівні радіації в певні години дня також є незалежними випадковими величинами. Для аналізу використано дані про рівень сонячної радіації в районі Києва за декілька років. Розглянемо взяті

навмання значення освітленості протягом двох днів (в даному випадку 16-те та 19-те березня), зафіксовані з півгодинним інтервалом протягом світлої пори, та порівняємо їх з осередненою кривою (рис.14.5).

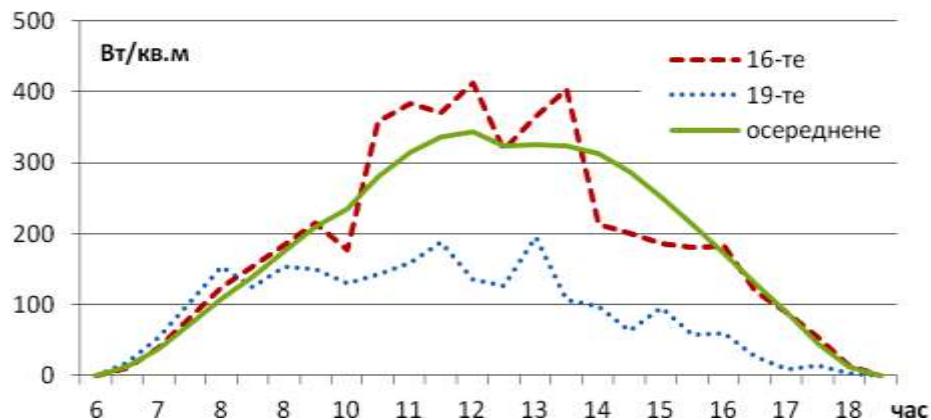


Рис.14.4. Поточні значення сонячної радіації для двох днів та осереднені за декаду

На рис. 14.4 представлено два типи кривих – що змінюється навколо осереднених даних або суттєво відхиляється від них. Відносні відхилення поточних даних від осередненої кривої мають вигляд випадкових величин, математичне сподівання яких близьке до нуля або має певне скінченне значення.

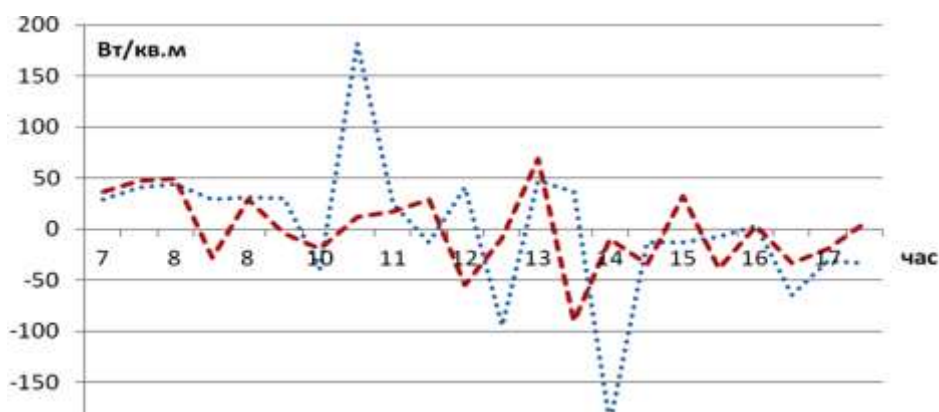


Рис. 14.5. Відхилення поточного рівня радіації від попереднього

Якщо розглядати відхилення кожного значення від попереднього, воно також має випадкову природу, але в обох випадках середнє відхилень близьке до нуля (рис. 14.5).

Для дослідження кореляційного зв'язку між сусідніми значеннями розглянемо автокореляційну функцію добового ряду даних (Вт/м^2); в якості прикладу візьмемо записи цих же днів. Автокореляційна функція для розглянутих прикладів швидко затухає, і для лагів понад 3 знаходиться в межах білого шуму. Вид функції вказує на стаціонарність часового ряду. Часткова автокореляційна функція вказує на значимий зв'язок лише на першому лазі для обох розглядуваних днів (рис. 14.6), тобто поведінка ряду відповідає ознаці Маркова. Однак якщо в якості випадкової величини розглядати відхилення від попереднього значення (рис. 14.5), тобто характер поточних коливань (флуктуацій) рівня освітленості, то часткова автокореляційна функція вказує на відсутність значимого зв'язку, тобто дані відхилення є цілком незалежними в обох розглядуваних прикладах.

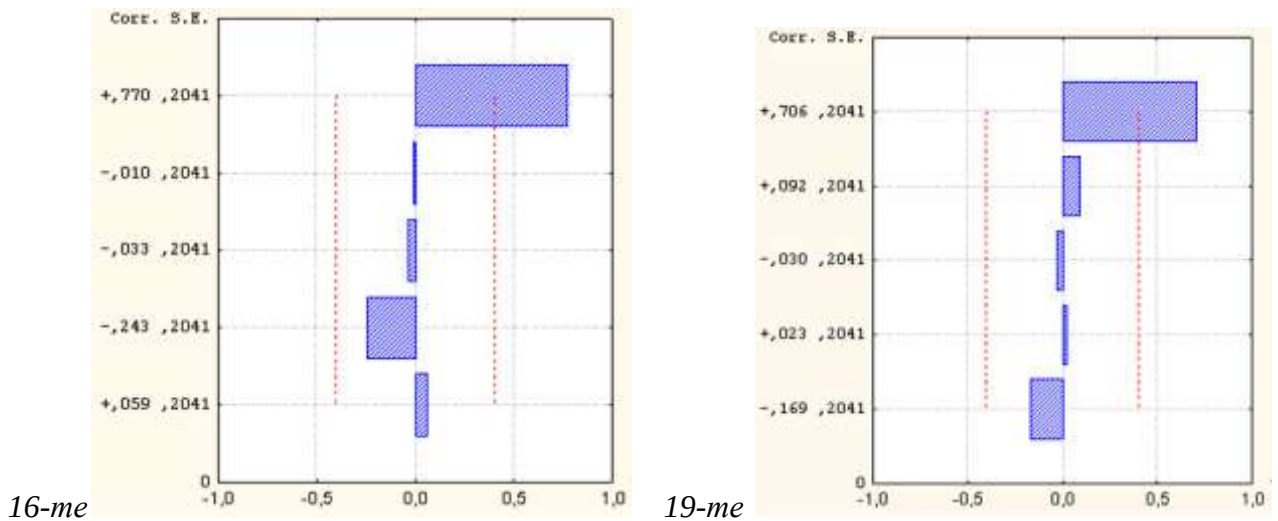


Рис. 14.6. Часткова автокореляційна функція поточних значень сонячної радіації

Як свідчить аналіз даних, характер сонячної радіації має деяку стабільність протягом дня – її рівень відрізняється від осереднених значень в певному околі значень, що відповідають загальній характеристиці хмарності (рис.6). Наприклад: сонячний день, легка хмарність, помірно хмарний, сильно захмарений, тощо. Отже, у випадковому характері сонячної освітленості можна виділити середньодобову випадкову складову та поточні флуктуації, які носять стохастичний характер.

Моделювання коливань сонячної енергії

Оскільки пропоновані в розглянутих вище дослідженнях розподіли імовірності (нормальний, Вейбула та інші) передбачають певну концентрацію значень поблизу середнього, то застосування рівномірного розподілу (типу «білий шум») накладатиме більш жорсткі умови на характеристики відхилення від середніх значень випадкової величини, і його застосування дозволить врахувати екстремальну варіативність сонячної радіації. Разом з тим, розподіл добового рівня радіації має ознаки нормальності (на рис. 14.7 зображено характерні розподіли для літніх та зимових місяців).

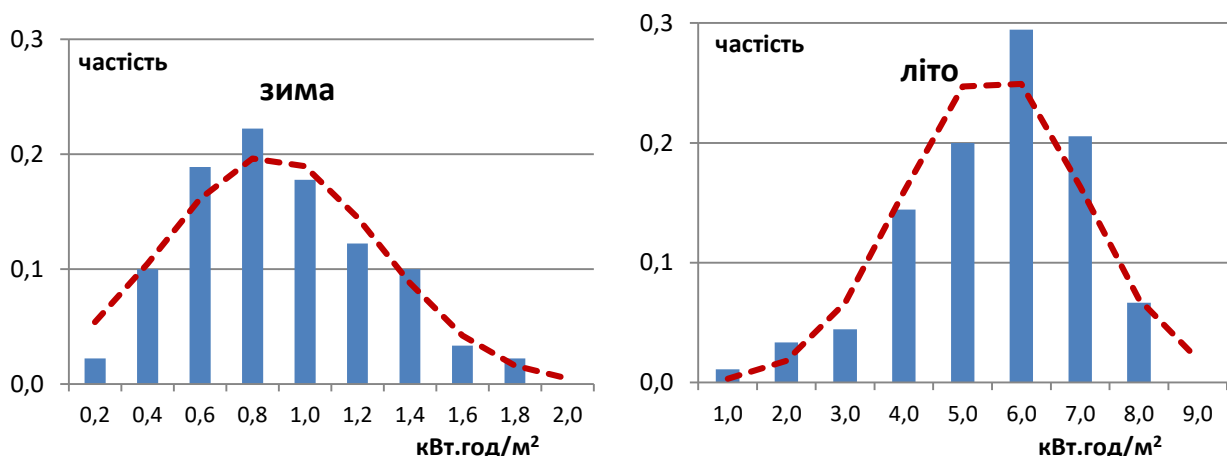


Рис. 14.7. Гістограма фактичного розподілу добової сонячної радіації порівняно з нормальним розподілом

Отже, випадковий характер поведінки рівня сонячної радіації має ознаки марковості (залежності кожного значення лише від попереднього) та певний розподіл стохастичної складової. Такий характер подібний до моделі вітрової енергії, з деяким відхиленням від нормальності. Описуємо його виразом:

$$y_i(t_j) = u_i(t_j)[1 + C_v \cdot \varepsilon(i)] + b \cdot [x(j) - 0,5] \leq Y_i(t_j),$$

де y_i – рівень сонячної радіації (Вт/м²) i -го дня; j – номер часового інтервалу впродовж дня (момент часу t_j відповідає середині інтервалу); $u_i(t)$ – осереднена для даної пори крива (рис. 14.5), що визначає математичне сподівання; ε – стандартна нормально розподілена випадкова величина, постійна для даної доби; C_v – коефіцієнт варіації середньодобового рівня; b – розмірний параметр (Вт/м²), що має забезпечувати визначений розмах поточних флуктуацій; x – рівномірно розподілена на числовому інтервалі (0, 1) випадкова величина, яка визначається окремо для кожного часового інтервалу. Поточне значення потужності фотоелектричної станції не може бути від’ємним і перевищувати максимального для даної пори доби.

Відповідно до аналізу числових даних даного прикладу визначено:

$b = k \cdot 0,5 \cdot [u_i(t_j) + y_i(t_{j-1})]$, де k – емпіричні значення, характерні для сезону та місцевості. В даному прикладі цей числовий коефіцієнт отримує значення: $k=0,35$ для літнього сонцестояння (червень), $k=1,0$ для зимового сонцестояння (грудень), $k=0,5$ для рівнодення (березень, вересень). Практично коефіцієнт k визначає варіацію набору даних стосовно певного часу доби, і може бути розрахований як середнє значення цих даних, наприклад їх місячного набору. Перша складова в квадратних дужках визначає зростання розмаху незалежних флуктуацій з ростом абсолютних значень імовірної радіації, а друга – деяку залежність від попереднього значення. Крім того, за фактичними даними маємо: $C_v=0,3$ для червня, $C_v=0,4$ для березня та $C_v=0,5$ для грудня.

Параметри k визначались з розрахунку: впродовж дня $x_0(i)$ вважається постійною (середньодобовий рівень i -го дня), а поточні флуктуації, виходячи з умови рівномірного розподілу, по абсолютній величині в середньому мають становити $0,25 \cdot b$, оскільки флуктуації знаходяться в межах $b \pm 0,5$. Середнє значення модуля відносного відхилення $y_i(t)$ від осередненої кривої $u_i(t)$ відповідно до фактичних даних варіювало приблизно від 0,1 у червні до 0,25 у грудні. При цьому можна вважати, що в середньому $u_i(t_j) \approx y_i(t_{j-1})$ при досить коротких часових інтервалах.

Крім того, поточне значення y_i не може бути від’ємним і перевищувати Y_i – максимально допустимого для даної пори року значення, тобто рівня освітленості при повністю ясній погоді, що накладає деякі штучні обмеження на моделюванні випадкові величини. Приклади моделювання за пропонованою формулою з кроком 15 хв. наведено на рис. 14.8 (дані стосуються червня).

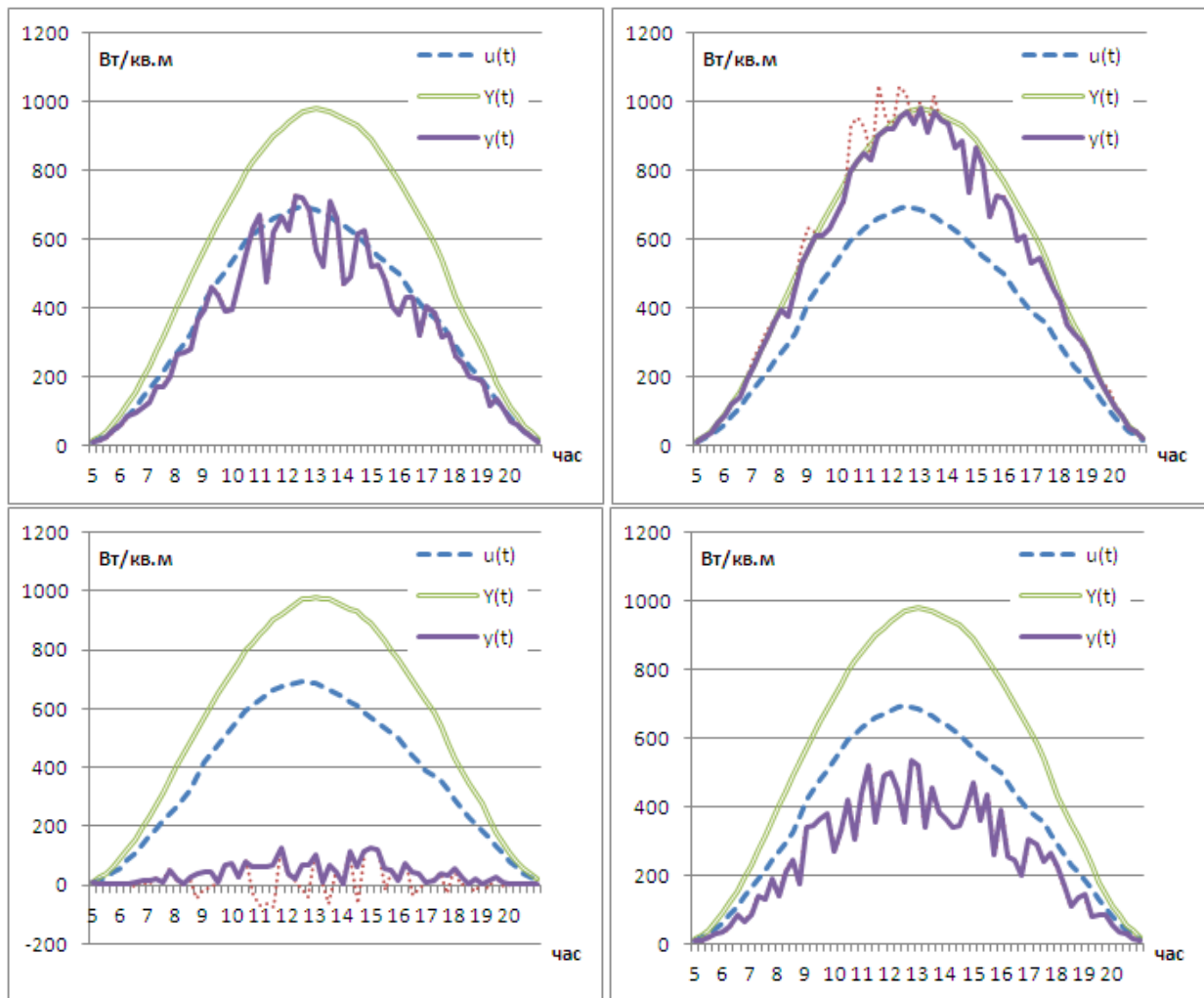


Рис. 14.8. Приклади моделювання рівня інсоляції, відповідні різному стану хмарності

Що стосується перетворення енергії сонячного випромінювання в електричну, застосовано такі припущення: фотомодуль має постійний коефіцієнт корисної дії (зазвичай на рівні 16-18%); рівень насичення в місцевих умовах не досягається. Отже, електрична потужність СЕС вважається пропорційною рівню сонячної радіації (кВт/м^2) зі сталим коефіцієнтом пропорційності, і залежить від загальної площі фотомодулів та температури. Так, для батареї з 4-х модулів потужністю 250 Вт і площею $1,6 \text{ м}^2$ коефіцієнт пропорційності приблизно становитиме 1,0 ($1,6 \times 4 \times 0,16$).

Зважаючи на пропорційність освітленості та потужності слід враховувати особливості формування потужності конкретним типом фотомодуля. Так, основною причиною зменшення інсоляції взимку, окрім більшої хмарності, є низький кут підйому сонця над горизонтом. Однак в перпендикулярній до напрямку сонячних променів площині, за наявності слідкуючої (трекерної) системи, цей фактор частково нівелюється. З астрономії відомо, де на небосхилі буде знаходитися сонце кожен день і в будь-яку хвилину. Ці дані може бути закладено в контролер, який керує станцією і забезпечує рух трекара за сонцем з певним інтервалом (наприклад, 10 хвилин). Трекер – це система автоматичного стеження за переміщенням і положенням сонця на небосхилі, що забезпечує постійне положення фотогальванічних модулів щодо сонячних променів під кутом, близьким до 90° . Вмонтований двигун забезпечує спрямований рух трекер-панелі в одній чи двох площинах. В результаті зростання продуктивності

СЕС може становити від 25% при одноосній корекції орієнтації до 45% при двоосній (рис. 14.9).

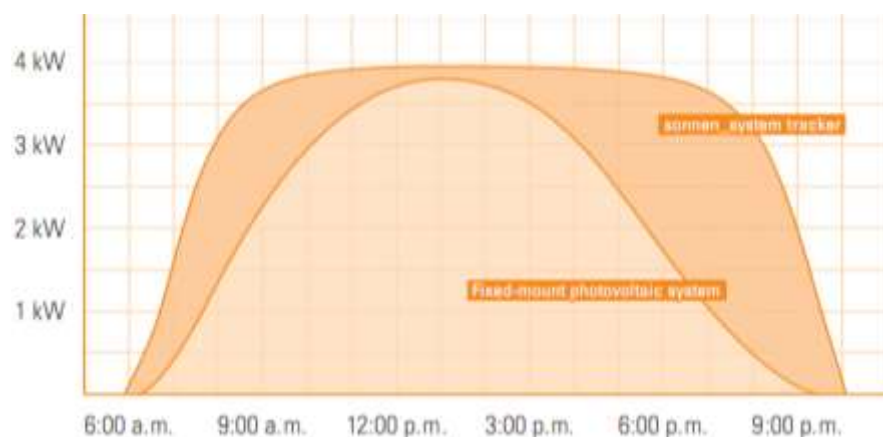


Рис. 14.9. Приклад зростання потужності СЕС при наявності трекерної системи

Отже, при моделюванні випадкової складової потужності сонячної електростанції, або її окремої складової – фотомодуля, слід враховувати залежність від стану атмосфери, тобто доступного обсягу сонячної радіації та температури повітря, а осереднена складова має враховувати географічне положення, сезон, спосіб орієнтації.

Сумісна робота вітрових та сонячних установок. Для комплексної оцінки розглядаються тривалі (хоча б річні) синхронні записи швидкості вітру та сонячної інсоляції. Вважаємо ці дані суміщеними в часі та просторі для подальшого статистичного аналізу сумарної потужності вітро- та фотоелектричних станцій в умовах даного регіону. В подальшому ці дані можна використати для оцінки стохастичних параметрів, побудови математичної моделі та імітаційного моделювання різних конфігурацій генеруючих потужностей.

Для прикладу розглянемо річні записи швидкості вітру та сонячної інсоляції, отримані у 2016 році в суміжних районах Запорізької області. Для зручності подальших розрахунків щодо сумарної дії вітрової та сонячної енергії можна значення швидкості вітру та сонячної радіації нормувати за допомогою відповідних величин номінальної потужності вітроелектричних установок та фотомодулів (ФМ). Тоді показником вітрової енергії можна вважати величину $k_w = P(v)/P_n$, де $P(v)$ – поточна потужність ВЕУ в залежності від швидкості вітру v ; P_n – номінальна потужність ВЕУ. Аналогічно задається показник для сонячної енергії k_s , де потужність ФМ $P(\rho)$ залежить від ρ – рівня сонячної радіації. При такому підході суттєвими є енергетичні характеристики ВЕУ та ФМ. Для визначеності використано досить типові характеристики, що можуть бути поширені на вживані в даний час типи установок.

Для сумарної потужності ВЕС та СЕС можна використовувати приведений показник відносної потужності $k_\Sigma = \alpha_1 \cdot k_w + \alpha_2 \cdot k_s$, де α_i – вагові коефіцієнти, пропорційні номінальним потужностям відповідних станцій. Для коректності порівняння різних конфігурацій системи «вітер-сонце» доцільно прийняти $\alpha_1 + \alpha_2 = 1$. Для переходу від відносної потужності до абсолютної можна помножити її на сумарну номінальну (це спрощений підхід).

Слід зазначити, що для ФМ коректніше множити відносний показник на площу (чи кількість) модулів та пікову потужність 1 м^2 (чи модуля) при даних погодних умовах, враховуючи відмінність від стандартного значення за допомогою вагового коефіцієнта. Результати співпадутъ зі спрощеним підходом, якщо номінальна потужність вказана саме для цих погодних умов (розробники, як правило, вказують потужність окремо для спеціальних та деяких стандартних погодних умов).

Математична модель роботи системи «вітер-сонце-споживач» передбачає представлення поточної потужності вітрових та сонячних установок у вигляді випадкових процесів. Особливістю моделювання є врахування таких параметрів, як максимальні, середні та мінімальні досяжні значення потужності, характер розподілу випадкових значень, тобто імовірність певних режимів, а також імовірні темп та амплітуда коливань поточних значень в режимі реального часу. При складанні потужностей як випадкових величин враховуємо, що математичне сподівання рівне сумі середніх значень, а дисперсія – сумі дисперсій плюс коваріація, тобто при визначення варіативності суми враховується кореляція доданків.

Для врахування фактора сезонності розглядаємо окремі місяці – січень, квітень, липень та жовтень, як середини відповідних пір року.

Наведемо деякі результати синхронного поєднання фактичних даних щодо швидкості вітру (потужності ВЕУ) та рівня інсоляції (потужності ФМ).

Розглянемо сумарну відносну потужність однакових за номінальною потужністю ВЕС та СЕС ($\alpha_1=\alpha_2=0,5$). Середня потужність, середньоквадратичне відхилення (СКВ) та інші показники наведено в табл. 14.4.

Таблиця 14.4. Осереднені показники потужності ФМ та ВЕУ, в.о.

параметр	станція	січень	квітень	липень	жовтень
Середня потужність	ВЕУ	0,41	0,44	0,28	0,56
	ФМ	0,17	0,33	0,38	0,26
	сумарна	0,24	0,32	0,26	0,35
СКВ	ВЕУ	0,33	0,36	0,27	0,37
	ФМ	0,22	0,28	0,28	0,25
	сумарна	0,17	0,21	0,19	0,21
Кореляція ВЕУ та ФМ	сумарна	-0,28	-0,08	-0,05	-0,15
Вироблена енергія	ВЕУ	305	320	208	430
	ФМ	53	135	172	90
	сумарна	179	228	190	260
Максимум	сумарна	0,76	1,0	0,89	0,87

Порівняно високі показники використання встановленої потужності обумовлені наступними факторами: рівень інсоляції визначено за умови оптимального орієнтування фотомодулів, а вітер визначено для висоти близько 100 м. Зауважимо, що середнє значення сумарної потужності не співпадає з півсумою потужностей ВЕУ та ФМ, оскільки осереднення по ФМ ведеться тільки впродовж світлового часу, а вітру та сумарної потужності – впродовж усієї доби.

Сумарна вироблена енергія дорівнює сумі енергій, отриманих ВЕУ та ФМ, але розкид значень (тобто СКВ) при складанні двох випадкових величин помітно зменшується. Цьому сприяє також від'ємність коефіцієнта кореляції, хоча загалом ці величини можна вважати слабо корельованими або ж незалежними. Щоправда, взимку кореляція дещо помітніша – більше сонячних днів приходить на безвітряну погоду.

Моделювання сумісної роботи ВЕС та СЕС як одиначної еквівалентної потужності недоцільне: тривалості дії сонячного освітлення та вітру різняться, до того ж розділене моделювання дозволяє варіювати ваговими коефіцієнтами кожної станції, змінюючи конфігурацію генеруючої системи.

Для перевірки адекватності моделі сумісної роботи сонячної та вітрової електростанцій порівнюємо результати моделювання сумарної потужності та суміщення фактичних синхронізованих даних за умови $\alpha_1 = \alpha_2 = 0,5$.

Таблиця 14.5. Моделювані показники сумарної потужності, в.о.

<i>параметр</i>	січень	квітень	липень	жовтень
Середня потужність	0,24	0,32	0,26	0,35
СКВ	0,18	0,21	0,20	0,21
Вироблена енергія	182	232	195	264
Максимум	0,86	0,99	0,98	0,94

Порівняння з табл.14.4 вказує на високу збіжність результатів. Модель дещо завищує показники розкиду значень, що може бути обумовлене більшою кількістю реалізацій випадкового процесу при числовому моделюванні (1000 модельованих добових реалізацій проти 30-31 фактичних). При цьому сумарна вироблена за місяць енергія за моделлю відрізняється від фактично можливої на 1,5-2,5%. Оскільки стрибки потужності за одиницю часу в моделі задаються відповідно до фактичних даних, то така модель може вважатися адекватною.

Оптимізація комбінованих енергосистем з мінливими відновлюваними джерелами та з використанням акумулювання енергії

Постановка задач оптимізації

Природна вимога при побудові комбінованої енергосистеми на базі мінливих відновлюваних джерел (вітру та сонця) – мінімізація неконтрольованого розкиду значень генерованої потужності при максимізації виробленої енергії. В економічній постановці задачі оптимізації роль і вага середньої потужності ВДЕ та середньоквадратичного відхилення (СКВ) різна, вона визначається вартістю електроенергії і засобів резервування та/чи акумулювання, але кращий результат забезпечує наявність обох критеріїв.

Оптимальне співвідношення окремих елементів в комбінованих енергосистемах визначається з урахуванням багатьох важливих факторів, а саме: забезпеченості традиційними джерелами енергії; кліматичними (метеорологічними) умовами; структурою систем енергопостачання і енергоспоживання; вимогами до якості електричної і теплової енергії; вимогами до графіка енергопостачання; екологічними та економічними факторами, тощо. Особливістю локальних енергосистем є потреба в оптимізації складу генеруючих потужностей та їх характеристик, режимів сумісної роботи. Така оптимізація має враховувати особливості споживання енергії, вимоги до надійності забезпечення, наявний потенціал відновлюваних джерел енергії (сонячної, вітрової), вартісні показники. Поєднання фотоелектричних панелей і вітрових установок підвищує загальну вихідну енергію. Проте система накопичення енергії повинна забезпечувати безперервне живлення і перекрити можливий дефіцит електроенергії з відновлюваних джерел.

Представимо баланс потужності в автономній електроенергетичній системі у вигляді $P_{\Delta}(t) = P_{Ren}(t) + P_{Ak}(t) - P_L(t)$, де $P_{Ren} = P_W + P_{PV}$ – потужність відновлюваних джерел енергії (вітру та сонця), що мають випадкову природу, P_{Ak} – потужність (стан зарядки) акумуляторної батареї, P_L – потужність навантаження (споживання). Зазначені потужності є функціями часу. $P_W^0, P_{PV}^0, P_{Ak}^0$ – відповідні номінальні (максимальні) потужності.

Критерій оптимізації, або цільова функція, виходячи з найбільш уживаних вимог до комплексних енергосистем на базі ВДЕ, може мати наступні формулювання.

- 1) Сумарна генерована енергія практично рівна спожитій, тобто мінімізується математичне очікування небалансу: $M(P_{\Delta}) \rightarrow \min$ або $M(P_{\Delta}) = 0$ (М-модель).
- 2) Значення небалансу потужності мають бути мінімальними: $D(P_{\Delta}) \rightarrow \min$.
- 3) Передбачено резервне джерело (наприклад, дизель-генератор чи міні-ГЕС) з заданим режимом роботи: $P_{\Delta} = f_D(t)$ (А-модель).
- 4) Обмеження по надлишку енергії, чи втратах генерування: $\min(\max P_{\Delta})$, або

5) обмеження по дефіциту енергії, тобто по втратах споживання: $\max(\min P_d)$ (ММ-моделі).

6) Мінімізація вартості обладнання (детермінований критерій):
 $C_W \cdot P_W^0 + C_{PV} \cdot P_{PV}^0 + C_{Ak} \cdot P_{Ak}^0 \rightarrow \min$, де C_x – питома вартість обладнання.

Якщо критерієм є собівартість електроенергії, то цільова функція має вид:

$$f(T) = \int_0^T \sum_i^N c_i y_i(t) dt \rightarrow \min,$$

де c_i – питома вартість одиниці електричної енергії від i -го генеруючого елемента (чи групи елементів) певного типу; $y_i(t)$ – кількість одиниць електричної енергії, отриманої від i -го елемента; N – кількість елементів; T – час експлуатації.

Фізичні обмеження у вигляді рівнянь стану мають вигляд енергетичних характеристик для відповідних джерел, і є детермінованими функціями випадкових величин:

$P_W = P_W(v)$, де $v(t)$ – поточна швидкість вітру (м/с);

$P_{PV} = P_{PV}(\rho)$, де $\rho(t)$ – поточна сонячна радіація (Вт/м²).

Для акумуляторної батареї фізичні обмеження детерміновані:

$P_{Ak}^{min} \leq P_{Ak}(t) \leq P_{Ak}^{max}$ – обмеження заряду/розрядки акумулятора;

крім того, $P_{Ak}(t+1) - P_{Ak}(t) \leq P'_{Ak}$ – обмеження по швидкості заряду/розрядки.

Традиційна модель потужності СЕС (чи ФМ) описується формулою:

$$P_{PV} = \eta_{PV} \cdot A_{PV} \cdot G_t,$$

де A_{PV} – площа фотопанелей (м²); G_t – сонячна радіація (Вт/м²); η_{PV} – коефіцієнт ефективності, залежний від температури модуля та повітря.

Модель ВЕС (чи ВЕУ) задається кривою потужності $P_W(V)$, при цьому швидкість вітру V (м/с) перераховується на висоту осі ротора. Як правило, використовується залежність виду:

$$P_W(V) = \begin{cases} p(V), & V \in (V_0, V_m) \\ 0, & V \notin (V_0, V_m) \end{cases}.$$

Вироблена електроенергія визначається формулою: $E = T \int_0^\infty P(x) f_x(x) dx$,

де $f_x(x)$ – диференційна функція імовірності розподілу змінної x (для вітроустановок це швидкість вітру, для фотомодулів – сонячна радіація); $P(x)$ – потужність як функція координати x ; T – загальний час роботи.

Що стосується функції імовірності розподілу енергоносія, то для вітру зазвичай приймається розподіл Вейбула, для сонячної радіації – бета-розподіл.

Такою є загальна постановка задачі оптимізації комбінованої енергосистеми в імовірнісній постановці.

Потреба оцінювати саме випадкову складову коливань потужності слідує з різних причин. Значне впровадження ВДЕ, якщо воно не супроводжується достатнім акумуляуванням енергії, потребуватиме балансування поточних коливань генерованої енергії. Буде потрібен достатній обсяг резерву для регулювання частоти та забезпечення надійного постачання у випадку швидкої зміни генерації чи навантаження. Баланс споживання електроенергії та регулювання частоти – основні технічні проблеми в енергосистемах зі значним рівнем впро-

вадження вітрової та сонячної енергетики. При цьому зміна частоти в мережі пропорційна зміні регулюючої потужності (залежно від крутизни статичної частотної характеристики), що визначає допустиму зміну потужності (див. СОУ-Н ЯЕК 04.156:2009 «Основні вимоги щодо регулювання частоти та потужності в ОЕС України. Настанова»). Це ж стосується стійкості енергосистеми. Так, відповідно до СОУ-Н МЕН «Стійкість енергосистеми. Керівні вказівки» вплив перепадів потужності на стійкість визначається за таким показником, як коефіцієнт запасу стійкості з активної потужності в контрольованому перетині (вузлі) електромережі, де розглядається гранично допустима активна потужність, яка передається через перетин, поточний перетік потужності в перетині та амплітуда нерегулярних коливань активної потужності. Саме розмах нерегулярних змін є визначальним при розрахунку запасу стійкості. Як свідчить аналіз статистичних даних, робота ВЕС і СЕС характеризується наявністю деякої середньої потужності та випадкової складової, що є функціями часу. Середня потужність може вважатися добре прогнозованою на короткотривалу перспективу, і вважатися контрольованим параметром. Тоді обмеження мають бути накладені саме на випадкову складову, яка й визначає запас стійкості.

Оцінка спільної роботи ВЕС та СЕС

Розглянемо сумісну роботу вітрової та сонячної станцій незалежно від способу споживання їх енергії (умовно на необмеженого споживача). Для даних щодо швидкості вітру та сонячної радіації у Запорізькій обл. (2016 р.), використаних зокрема в попередній лекції, враховано нормовані показники потужності ВЕС та СЕС, сумарна відносна номінальна потужність цих ВДЕ – одиниця. Отже, позначимо: w – відносна частка номінальної потужності ВЕС, а s – відповідно СЕС, при цьому прийнято: $w+s=1$. Тоді значення $w=1$ відповідає наявності лише ВЕС у складі ВДЕ, а $w=0$ – наявності лише СЕС.

Сезонні осереднені показники генерованої потужності (P_c) та середньоквадратичного відхилення (СКВ) сумарної генерації ВЕС та СЕС при різних комбінаціях їх поєднання наведено в табл.15.1, а в табл. 15.2 – аналогічні показники для денного часу. При врахуванні лише денного часу природно зростає вага сонячної генерації, особливо в літній час, проте розмах відхилень поточної потужності відносно середнього практично не змінюється.

Таблиця 15.1. Показники генерованої потужності ВДЕ (в.о.)

місяць	w параметр	1	0,75	0,5	0,25	0
Січень	P_c	0,41	0,32	0,24	0,16	0,07
	СКВ	0,33	0,24	0,17	0,13	0,16
Квітень	P_c	0,44	0,38	0,32	0,25	0,19
	СКВ	0,36	0,27	0,21	0,21	0,27
Липень	P_c	0,28	0,27	0,26	0,24	0,23
	СКВ	0,27	0,21	0,19	0,22	0,29
Жовтень	P_c	0,57	0,46	0,35	0,24	0,12
	СКВ	0,37	0,28	0,2	0,18	0,21
За рік	P_c	0,425	0,358	0,293	0,223	0,153
	СКВ	0,333	0,25	0,193	0,185	0,233

Табл. 15.2. Показники генерованої потужності ВДЕ за денний час (8.00-18.00)

місяць	параметр \ w	1	0,75	0,5	0,25	0
		1	0,75	0,5	0,25	0
Січень	P_c	0,37	0,32	0,27	0,22	0,17
	СКВ	0,33	0,24	0,17	0,16	0,21
Квітень	P_c	0,41	0,42	0,42	0,43	0,43
	СКВ	0,37	0,28	0,21	0,21	0,26
Липень	P_c	0,27	0,33	0,39	0,48	0,52
	СКВ	0,27	0,21	0,17	0,18	0,22
Жовтень	P_c	0,57	0,50	0,43	0,36	0,29
	СКВ	0,36	0,27	0,20	0,19	0,25
За рік	P_c	0,405	0,393	0,378	0,373	0,353
	СКВ	0,333	0,25	0,188	0,185	0,235

Графічно результати табл.15.1 зображені на рис.15.1. Крім потужності та відхилень зображено їх пропорцію – коефіцієнт варіації: $C_v = \frac{СКВ}{P_c}$.

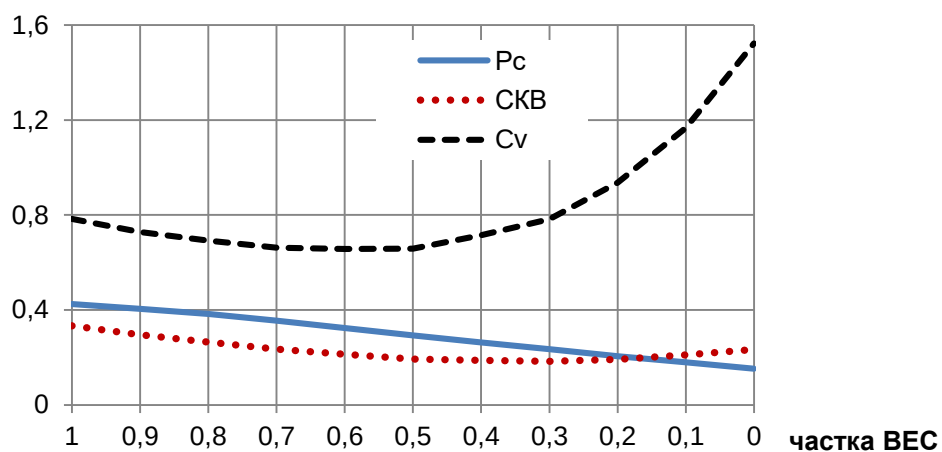


Рис. 15.1. Середньорічні показники для повної доби (відносні величини)

При врахуванні повної доби мінімальне СКВ середньорічних значень досягається при частці ВЕС на рівні 0,32 загальної потужності ВДЕ, а мінімум коефіцієнта варіації C_v відповідає частці $w=0,56$. Якщо враховувати лише робочі години (8.00-18.00), то мінімум по СКВ – коли частка вітру 0,33 (практично без мін); по C_v – 0,38 (бо середня розрахункова потужність СЕС вища). Отже, якщо за критерій брати лише коефіцієнт варіації потужності як комбінований показник відхилень та середньої потужності, то мінімум досягається при частці ВЕС 0,56 від загальної номінальної потужності ВДЕ.

Що стосується окремих місяців, то для січня мінімум СКВ досягається при частці ВЕС 0,25, мінімум C_v – при 0,48 (для повної доби). В липні відповідні частки – 0,52 та 0,58.

Тут СКВ (а значить і варіація) визначались стосовно середньомісячних даних щодо потужності ВДЕ. Виокремлення значень традиційного добового ходу як детермінованої величини зменшить загальну дисперсію на константу, зберігши характер відмінностей між різними варіантами конфігурації ВДЕ.

Пошук оптимальних співвідношень потужностей ВЕС і СЕС в першому наближенні виконувався методом «поверхні відгуку» (response surface), в даному випадку кривої, тобто графічно.

Розглянемо сумісні коливання рівнів генерування електричної енергії від ВДЕ та синхронного навантаження споживання різними споживачами.

Рівень поточного споживання електроенергії звичайно має певні відхилення (флуктуації) відносно осередненого графіка. Їх розкид визначає потребу в компенсуючих потужностях (резервних чи акумулюючих), якщо осереднений графік споживання вважати плановим. Наявність ВДЕ з випадковим графіком генерації впливає на загальну варіативність потреб у традиційному постачанні енергії. Поточне споживання за вирахуванням надходжень від ВДЕ іменують «чистим» навантаженням (net base load).

Порівняємо розкид випадкових відхилень від осередненого графіка споживання для різних споживачів при варіюванні потужностями ВЕС та СЕС (вважається, що графік навантаження складено з урахуванням осередненого добового ходу ВДЕ). Припускаємо, що прогнозування нема, і осереднення виконано по місячному масиву ретроспективних даних (оскільки оптимальні потужності ВДЕ визначаємо як проектні). Сумарна номінальна потужність ВДЕ розраховується для різних рівнів впровадження, аж до повної потужності споживання. Предметом оптимізації є варіативність навантаження (абсолютна та відносна) залежно від частки ВДЕ та пропорції «ВЕС/СЕС». Метод пошуку оптимальних значень той же, що й для власне ВДЕ.

Формула побудови місячного набору даних про баланс генерації та споживання електроенергії, відповідно до припущення про плановий графік, має вигляд:

$$p_{ij} = (a_{ij} - a_i) - [(w_{ij} - w_i) + (s_{sj} - s_i)],$$

де a_x – рівень споживання електроенергії; w_x та s_x – потужність ВЕС та СЕС відповідно; i – індекс часу (в даних прикладах крок 30 хв.); j – номер доби. Тут p_{ij} – відхилення від графіка навантаження. Показники ВДЕ з одним індексом – осереднені на певну годину дня (добовий хід), зокрема a_i має відповідати плановому графіку споживання. Тоді $p_i = a_i - w_i - s_i$ відповідає плановому «чистому» навантаженню. Зазначимо, що для ВЕС w_i в даних прикладах практично постійна через відсутність явно вираженого добового ходу.

Розглянемо, як співвідношення вітрової та сонячної складових впливає на загальну потужність ВДЕ та варіативність навантаження. Ці показники виступають критеріями оптимізації, коли необхідно максимізувати заміщення традиційної енергії відновлюваною при мінімальних відхиленнях від графіка споживання. Перехід від встановленої (тобто номінальної) до середньої робочої (або ефективної) потужності можливий введенням коефіцієнта використання встановленої потужності ($K_{\text{ввп}}$). Так, якщо сумарна номінальна потужність ВДЕ рівна R (Renewable), а ефективна – r (relative), то

$$r = R(k_w w + k_s s) = R[k_w w + k_s (1 - w)],$$

де $k_x - K_{\text{ввп}}$ відповідного ВДЕ, притаманний досліджуваному регіону та порі року. Тоді розв'язками задачі оптимізації будуть $\text{argmax}_{R,w} r$ та $\text{argmin}_{R,w} D\{p_{ij}\}$ (двокритеріальна задача) при умові виконання відповідних обмежень. Пріоритетність критеріїв визначатиметься залежно від потреб, і залежатиме головним чином від вартісних показників традиційної й відновлюваної енергії та засобів забезпечення енергобалансу.

В якості комбінованого одиничного критерію може виступати коефіцієнт варіації $C_v = \sigma / \bar{r}$ як відношення СКВ ($\sigma = \sqrt{D}$) до математичного очікування; його мінімум є результатом як зростання ефективної потужності ВДЕ, так і зменшення варіативності.

Для визначення характеру варіативності «чистого» навантаження обираємо приклади ретроспективних даних для різних споживачів та синхронні методи одані з попереднього прикладу.

На рис. 15.2 зображено СКВ балансу потужностей для окремого населеного пункту (село в Запорізькій обл.).

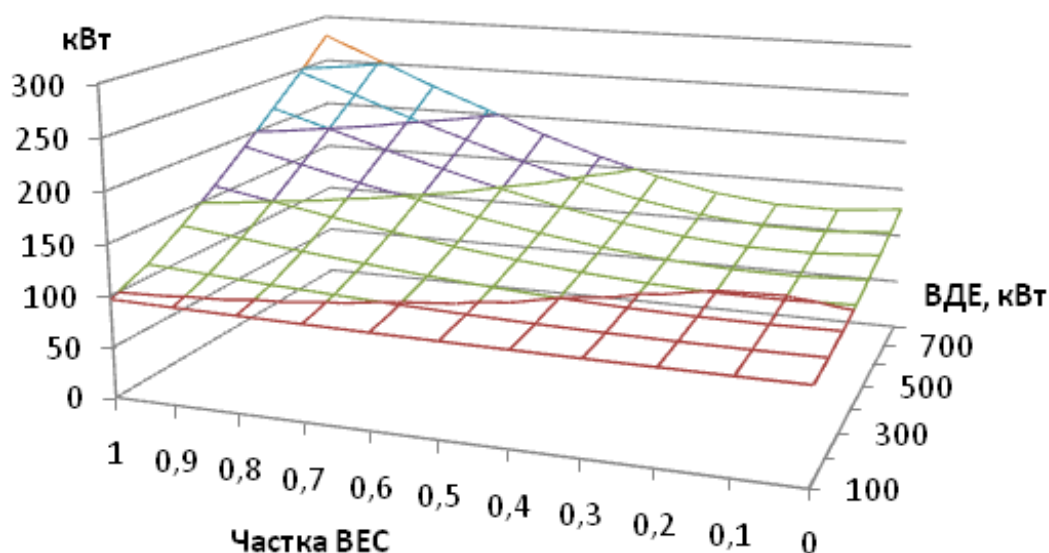


Рис. 15.2. Залежність СКВ від загальної потужності та складу ВДЕ (окремий населений пункт, січень)

Очевидним є зменшення відносної потужності ВДЕ при зменшенні частки ВЕС, це спричинено традиційно вищим коефіцієнтом використання встановленої потужності для вітроустановок порівняно з фотомодулями (для оцінки обрано технічні характеристики сучасного обладнання). Відповідно змінюється розмах відхилень (рис.15.2) й варіативність енергокомплексу (рис.15.3-4).

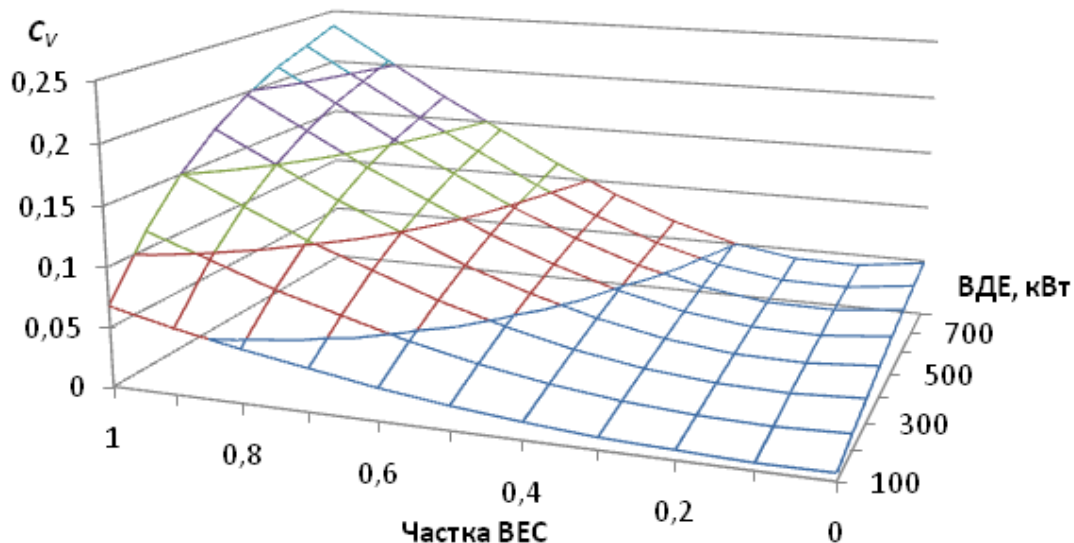


Рис. 15.3. Залежність варіативності C_v від потужності та складу ВДЕ (окремий населений пункт, січень)

Якщо визначати відносну варіативність як відношення додаткового СКВ до відповідної робочої потужності ВДЕ, характер залежності дещо зміниться (рис.3б), хоча оптимальні пропорції збережуться. Так, при зростанні частки ВДЕ в загальній генерації СКВ навантаження зростає прискорено, а відносна варіація (C_{Vr}) – сповільнено. Для коефіцієнта додаткової варіації прийнято: $C_V = (\sigma_R - \sigma_0)/R$, $C_{Vr} = (\sigma_R - \sigma_0)/r$, де σ – СКВ; індекс R стосується системи з ВДЕ, а 0 – «чиста» енергосистема; R – номінальна потужність ВДЕ; r – середня робоча (ефективна) потужність ВДЕ з урахуванням реального $K_{ВВП}$.

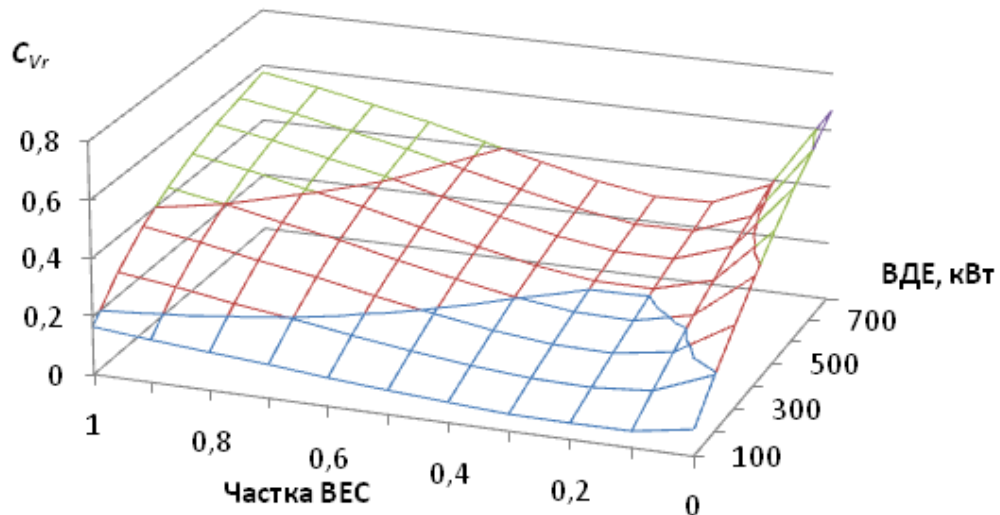


Рис. 15.4. Залежність додаткової варіативності C_{Vr} від потужності та складу ВДЕ

За результатами січня зазначимо, що мінімальна абсолютна дисперсія спостерігається при частці ВЕС $w=0,1$ (взимку роль сонячної енергії мінімальна). Відносна варіація мінімальна при частці ВЕС в межах від 0,2 до 0,3 (рис. 15.4).

Оптимальність конфігурації ВДЕ в локальній енергосистемі визначатиметься критерієм, обраним при виборі проектних рішень. З розглянутих співвідношень вітрової та сонячної складових генерування електроенергії можна визначити варіанти з мінімальною дисперсією генерації ВДЕ або з мінімальним відношенням дисперсії до середньої генерованої потужності. При врахуванні мінливого характеру споживання в енергосистемі можна виокремити додаткову мінливість, спричинену заміною частини контрольованої (традиційної, мережевої) генерації на ВДЕ. В цьому випадку можлива деяка кореляція режимів споживання та генерації, тому результуюча варіативність залежатиме від споживача. Однак, як показують дослідження, поточні флуктуації споживання та генерації на коротких (до години) часових інтервалах практично незалежні, а коефіцієнти кореляції можуть приймати як позитивні, так і негативні значення з малими (до 0,3) абсолютними величинами. Отже, характер додаткової варіативності внаслідок впливу ВДЕ визначатиметься переважно погодними факторами, властивими даному регіону та залежними від пори року.

Якщо в якості критерію обрано мінімізацію сукупної дисперсії або додаткової варіативності навантаження енергосистеми при впровадженні ВДЕ у складі вітрової та сонячної генерації, то оптимальним рішенням буде певна пропорція вітрової та сонячної складової за середньорічними чи сезонними погодними умовами (як правило, частка ВЕС має складати 10-40% сукупної номі-

нальної потужності ВДЕ залежно від загальної частки ВДЕ). Такий розв'язок при наявності достатніх статистичних даних про погодні фактори знаходиться безпосередньо описаним вище шляхом.

В якості обмеження може бути також вимога не перевищити певний рівень дисперсії. Тоді арбітражною зоною розв'язків буде крива горизонтального перетину поверхні відгуків (див. рис. 15.2) на певній висоті. Однак природнішим виглядає обмеження не по дисперсії (чи СКВ), а по значенням випадкових відхилень (флуктуацій) від планового графіка навантаження. Якщо таке обмеження задано як максимально допустиме відхилення, то з урахуванням імовірнісної природи ВДЕ воно може виконуватися з певною вірогідністю. Відповідно до гіпотези про нормальний розподіл флуктуацій теоретичні відхилення можуть досягати безконечності, але з нульовою імовірністю. На практиці такі відхилення обмежені; в розглянутих прикладах для типових споживачів зафіксовані дані (за винятком екстремальних викидів, кількість яких обмежено як 0,3% випадків) знаходились всередині діапазону $(Q_1 - 1,5 \cdot IQR; Q_3 + 1,5 \cdot IQR)$, де Q_1 та Q_3 – перший та третій квантілі розподілу; IQR – інтерквартильний розмах (тобто діапазон, в який потрапляє половина спостережених значень). В більшості прикладів розмах відхилень не перевищував $2,5\sigma$. В межах цього діапазону розподіл можна вважати нормальним. То обмеження по абсолютній величині відхилень $(p_{ij} \leq p_0)$ можна перевести в обмеження по величині СКВ:

$\sigma_{\max} = \arg\{\Phi(P_0/\sigma) = \gamma\}$, де Φ – інтеграл імовірності, γ – довірча імовірність. На графіку СКВ це обмеження матиме вигляд кривої в горизонтальній площині, область під проекцією якої на координатну площину (w, R) містить допустимі розв'язки (див. рис. 15.2). Нехай рівняння цієї проекції: $R = \varphi(w)$, тоді оптимальним рішенням буде $w_0 = \arg\{r'(w) = 0\}$, де $r(w) = \varphi(w)[k_w w + k_s(1 - w)]$. В такій постановці задача оптимізації стає детермінованою.

Як приклад розглянемо попереднього споживача – одиночний населений пункт (село в запорізькій обл.). Середньорічне навантаження складає 800 кВт, СКВ відхилень від графіка навантаження (флуктуацій споживання) по сезонах року: 90, 54, 67, 88 (кВт), а розмах флуктуацій протягом року ± 200 кВт. Нехай умови оптимізації: максимум ефективної потужності ВДЕ при обмеженнях на флуктуації навантаження 250 кВт протягом 90% часу, тобто $P\{|p_{ij} - p_i| \leq p_0\} \geq 0,9$, де $p_0 = 250$ кВт. Тут p_0 становить понад 30% середньої річної потужності навантаження. З умови для $\sigma_{\max}$ випливає: $\Phi(P_0/\sigma) \geq 0,95$ (з урахуванням симетрії розподілу); звідси отримаємо $\sigma_{\max} = 150$ кВт. Для горизонтальних проекцій з рис.15.2 отримаємо графічне зображення функцій $R = \varphi(w)$ (рис.15.5).

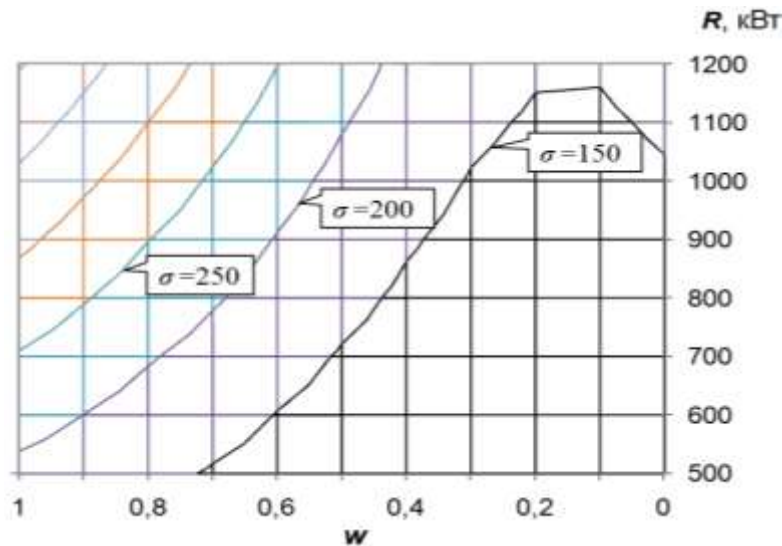


Рис. 15.5. Графіки $R=\varphi(w)$ при різних значеннях $\sigma_{\max}$ (допустимої СКВ)

Аналогічно, знаючи $\varphi(w)$, можна побудувати залежності $r(w)$. Криві на рис. 15.5 відповідають певним (в даному випадку фактичним за січень 2016 р.) значенням продуктивності ВЕС та СЕС, тобто їх $K_{\text{ввп}}$.

Для даних січня область, для якої СКВ не перевищує 150 кВт, обмежена кривою з максимумом $R=1150$ кВт при частці ВЕС $w=0,12$. Максимум ефективної потужності ВДЕ досягається при частці ВЕС $w_0=0,2-0,4$; абсолютне значення залежить від $K_{\text{ввп}}$ сонячної та вітрової генерації, і знаходиться на рівні $r=155-160$ кВт для існуючих типів електроустановок.

При інших значеннях k_w та k_s розташування екстремумів кривих змінюватиметься (рис.15.6).

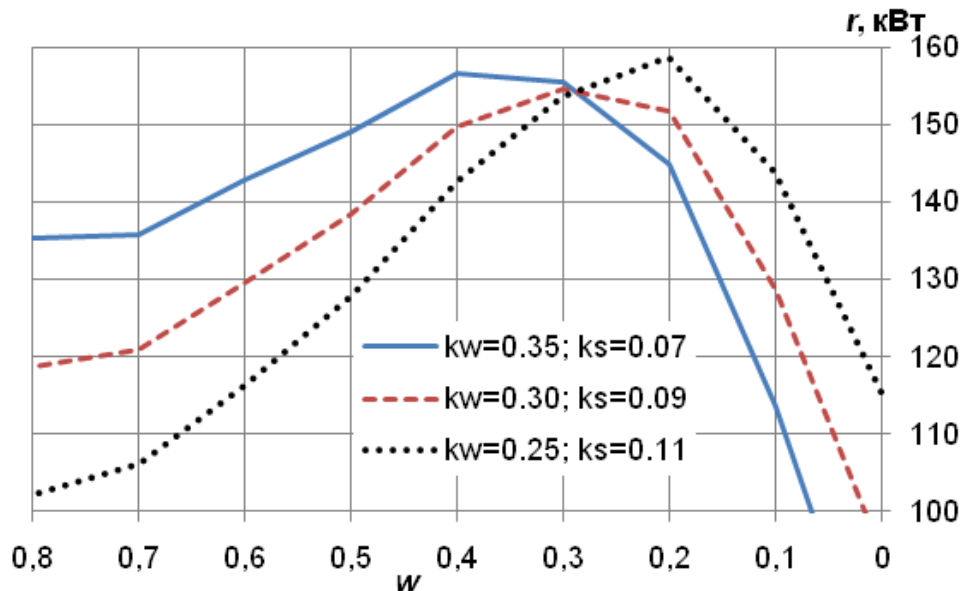


Рис.15.6. Графіки залежності $r(w)$ при різних значеннях $K_{\text{ввп}}$ ВЕС та СЕС

Розглянутий приклад стосувався невеликого населеного пункту. Розглянемо в якості споживача Дніпровську енергосистему (ДнЕС) за аналогічних умов. Середньорічна потужність 5100 МВт. Для обчислення річної ефективності застосовано попередні значення $K_{\text{ввп}}$: для січня $k_w=0,4$; $k_s=0,07$; для квітня $k_w=0,44$; $k_s=0,19$; для липня $k_w=0,28$; $k_s=0,23$; для жовтня $k_w=0,5$; $k_s=0,12$.

Для відхилень від графіка навантаження (флуктуацій) при відсутності ВДЕ у січні маємо СКВ=170 МВт, діапазон відхилень ± 460 МВт (за винятком випадкових викидів); ці ж дані отримуємо за моделлю. Обмеження оберемо відповідно до діапазону відхилень – нехай $p_0 = 500$ МВт. З умови $\Phi(P_0/\sigma) \geq 0,95$ отримаємо $\sigma_{\max} = 300$ МВт. Розрахунок містить понад 1000 реалізацій моделі. Результати імітаційного моделювання для умов січня наведено в табл.15.3.

Таблиця 15.3. Значення СКВ для споживача ДнЕС, січень (МВт)

ВДЕ \ w	1	0,9	0,8	0,7	0,6	0,5	0,4	0,3	0,2	0,1	0
1000	376	348	318	290	263	240	220	202	195	190	195
2000	690	620	560	500	447	390	337	292	270	247	252
3000	1030	920	820	710	622	540	467	400	348	319	330
4000	1325	1210	1090	960	840	720	604	510	440	400	415

Мінімум C_{vr} за даними імітаційного моделювання досягається при $w_0=0,26$ при оцінці за фактичними даними (рис.15.7). Якщо виходити з ізолінії максимальних значень R для фактичних значень за умови $\sigma \leq 300$ МВт та визначати екстремум r , отримаємо $w_0=0,28$. Максимальне допустиме значення $R=2700$ МВт, оптимальне по максимуму r : $R=2100$ МВт при $r=260$ МВт.

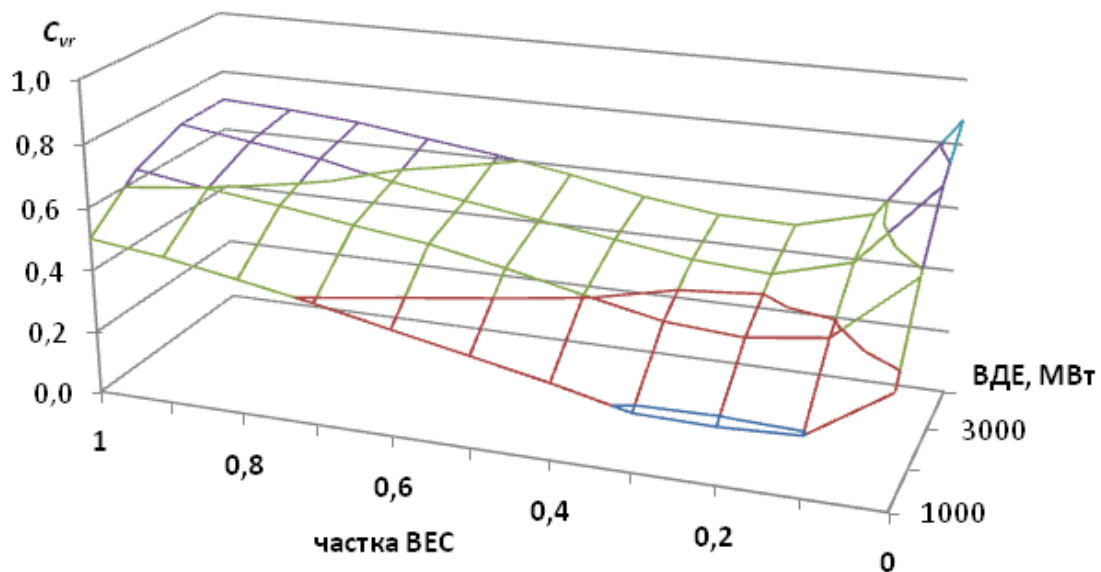


Рис. 15.7. Додаткова варіативність від ВДЕ для ДнЕС, січень

Вихідні дані цього ж споживача для липня: СКВ флуктуацій без ВДЕ 125 МВт, діапазон ± 350 МВт. Розмах відхилень тут становить приблизно $2,7\sigma$, що відповідає діапазону $(Q_1 - 1,5 \cdot IQR; Q_3 + 1,5 \cdot IQR)$, як і в січні. Однак абсолютні значення відхилень значно менші січневих, тобто зимові обмеження більш жорсткі. Для міжсезоння СКВ флуктуацій в межах 110-150 МВт, діапазон також ± 350 МВт. Вирізняється квітень, коли СКВ флуктуацій становить 250 МВт, діапазон ± 500 МВт.

Якщо виходити з ізолінії максимальних значень R за умови $\sigma \leq 300$ МВт та визначати екстремум r , отримаємо $w_0=0,2$. Максимальне допустиме значення $R=1800$ МВт, оптимальне по максимуму r : $R=1650$ МВт при $r=400$ МВт.

Оцінка за імовірнісними параметрами метеофакторів рівна 0,26 при тих же значеннях $K_{ввп}$ для ВДЕ, що в попередніх прикладах (див. рис. 15.6), погодні

дані та ефективність ВДЕ вважаються однаковими в межах регіону. Отже, результати розрахунку за різними методами близькі, якщо спиратись на середні по місяцях дані; деяка розбіжність спричинена відхиленням від лінійності залежностей для додаткової варіативності, спричиненим особливостями конкретного споживача.

Вплив небалансу потужності на потребу в акумулюванні

Випадкова складова в різниці генерації та споживання електроенергії, тобто небаланс потужності, є вирішальним фактором при визначенні потреб в акумулюванні як засобі забезпечення надійності енергопостачання.

Небаланс енергії як інтегральна характеристика небалансу потужності залежить від тривалості та знаку відхилень генерованої потужності від споживаної. Графік накопичених (умовно) обсягів надлишкової та недостатньої енергії дозволяє зробити висновки щодо потреб у акумулюванні енергії. Орієнтування на максимальні відхилення балансу енергії при виборі акумуляторних батарей може призвести до економічно невиправданої їх ємності. При оптимізації за критерієм математичного сподівання доцільно було б виходити з середнього рівня можливого накопичення, за критерієм надійності – виходити з характеру розподілу кумулятивних показників небалансу енергії, тощо.

Вимоги до потужності генерування стосуються значень імовірного небалансу як множини реалізацій випадкової величини. Величина небалансу потужності при цьому визначається як середнє значення впродовж певного елементарного часового проміжку. При фіксації потужностей ВДЕ частіше використовуються інтервали 10 хв. і 30 хв, для споживання електроенергії 30 хв. та 1 год. Агрегування даних та приведення до 1-годинного інтервалу дає чисельно рівні значення середнього небалансу потужності (кВт) та відповідно втраченої енергії (кВт-год). При цьому втрата може стосуватися як виробленої енергії (при позитивному небалансі), так і недопоставленої, тобто втрати споживання (при негативному). Якщо планова генерація відбувається по осередненому графіку споживання (як правило, погодинному), то середній небаланс потужностей має бути близьким до нульового, а обсяги втраченої та недопоставленої енергії чисельно рівними.

Резервування потужностей дозволяє уникнути недопоставок енергії, тобто компенсувати негативну складову небалансу. Натомість позитивна частина може бути збережена шляхом акумулювання, яке одночасно слугуватиме і як резерв потужності, при правильному доборі акумулюючих потужностей. У випадку традиційних енергосистем потреба в резерві визначається випадковою складовою споживання енергії, а при наявності ВДЕ генерування також містить випадкову складову, що збільшує імовірність перевищень генерації над споживанням і робить більш актуальним використання технологій акумулювання. Оптимальність параметрів акумулювання може визначатися виходячи з обмежень на імовірність небалансу та допустимі його рівні (технологічна складова), а також брати до уваги вартість генеруючого обладнання та власне енергії, в тому числі враховуючи штрафні санкції за відхилення від графіка споживання (економічна складова).

На відміну від резервування, для якого важливим є розмах відхилень навантаження від графіка, для роботи акумуляторів енергії важлива також послі-

довність відхилень. Небаланс енергії як інтегральна характеристика небалансу потужності залежить від тривалості та знаку відхилень генерованої потужності від споживаної, а можливість накопичення певної енергії визначає потрібну ємність акумуляторів.

Розглянемо процес, що описує поточні відхилення від середнього значення, як дискретну модель блукання, в якому поточні значення $U(t)$ знаходяться в певному коридорі відносно середнього. В узагальненому вигляді такий процес може бути описано виразом: $u_i = \alpha u_{i-1} + \eta \varepsilon_i$, де $u_i = \int_{t_i}^{t_i+\Delta t} U(t)dt$.

Тут неперервний процес представлено дискретним як послідовність осереднених на елементарному часовому проміжку значень. Такий процес має властивості процесу Орнштейна-Уленбека, який описується стохастичним диференціальним рівнянням виду: $dU(t) = -\beta U(t)dt + \sigma dW$.

Для визначення параметрів представлення випадкового процесу $U(t)$ застосовуються набори фактичних значень, зафіксованих протягом тривалого часу, достатнього для отримання статистично стійких результатів. Оскільки вигляд формули для u_i відповідає моделі авторегресії з одним параметром (враховуючи марківську природу процесу), можна застосувати відповідну стандартну процедуру розрахунку, де α буде параметром авторегресії, а η – СКВ похибок.

При складанні місячного обсягу кумулятивної енергії окремі дні можна розглядати як незалежні реалізації процесу. Якщо при цьому робити добавку міждобових відхилень (адитивну складову кожної доби), то це може розглядатися як перехід від прогнозованого накопичення (відносно середньодобового споживання) до непрогнозованого – з урахуванням міждобових варіацій. Результуюча дисперсія буде рівна сумі добових, характер розподілу випадкових складових при складанні не грає ролі.

Для розглянутих вище споживачів природний режим споживання (без ВДЕ) характеризується наявністю трендової лінії та випадкових відхилень від неї як флуктуацій поточної потужності (рис.15.8). При цьому спостерігається відмінність між середньодобовими рівнями, а розподіл відхилень середньодобових значень відносно середньомісячного тренду має нормальний характер. Якщо осереднений графік споживання вважати плановим, то можна говорити про відхилення від прогнозованого на наступну добу рівня (варіант прогнозування), або про відхилення від традиційного для даної пори року (чи місяця) режиму споживання, тобто про варіант роботи без поточного прогнозування. При цьому прогноз середньодобових значень вважається досить точним, що підтверджується практикою. Про погодинний прогноз наразі не йдеться через невизначеність з досяжною точністю такого прогнозу. Відповідно осереднені дані про потужність ВДЕ також можна вважати плановими чи прогнозованими, а результуючі відхилення від графіка навантаження, складеного з урахуванням ВДЕ (так званого «чистого» навантаження), вважати результуючими поточними небалансами потужності.

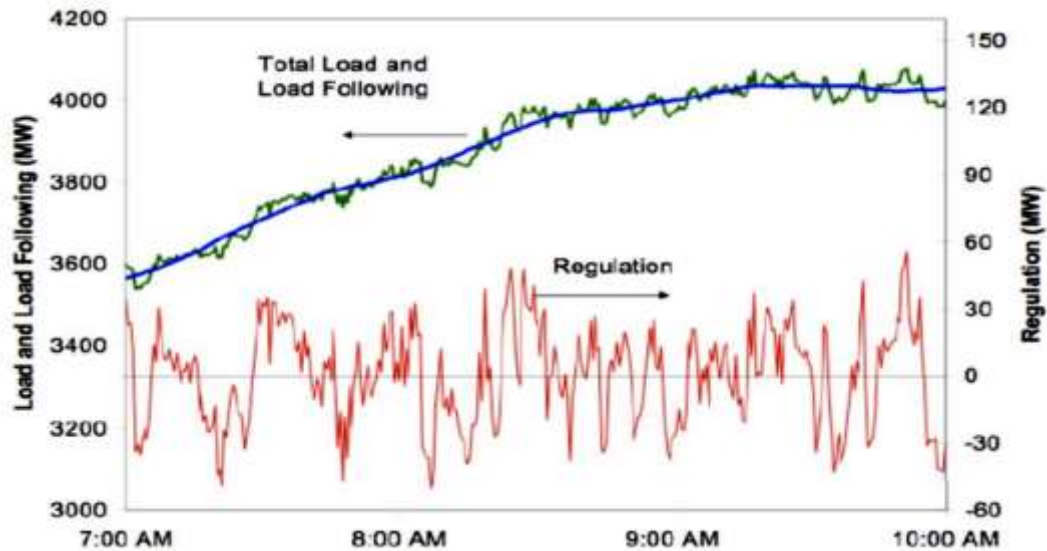


Рис. 15.8. Приклад нерегулярних відхилень від графіка споживання

Отже, розглядаємо два варіанти планування роботи енергосистеми: з щоденним прогнозуванням середньодобових значень, тобто забезпеченням добової циклічності небалансів енергії, та без поточного прогнозування з орієнтацією на середньомісячні дані багаторічних спостережень, тобто забезпеченням місячної циклічності небалансів. Для порівняння розрахункових та фактичних даних використано згадані вище статистичні дані щодо поточного споживання різних споживачів. Зокрема, це окремий населений пункт, що має середню потужність 700-1100 кВт залежно від пори року.

Приклад гістограм статистичної ймовірності (частоти) відхилень від середнього споживання у січні наведено на рис. 15.9 (вертикальна вісь для зручності не суміщена з 0-значенням).

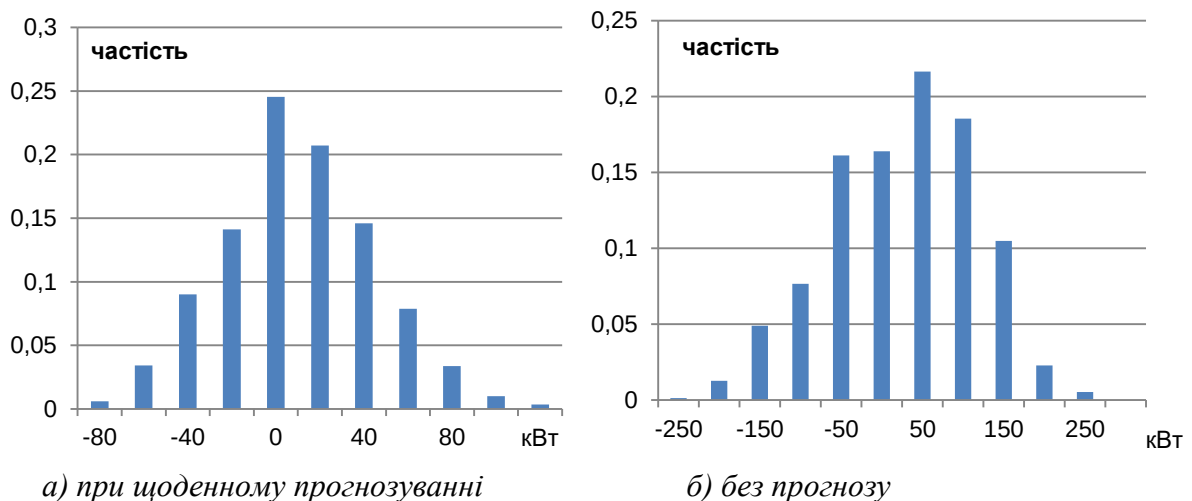


Рис.15.9. Розподіл небалансу потужності залежно від прогнозування

Як бачимо, розподіл відхилень (флуктуацій) як при наявності щоденного прогнозу, так і при його відсутності близький до нормального. Результати для липня мають схожу природу, з дещо меншим розмахом значень потужності.

Переходячи до кумулятивних обсягів незбалансованої енергії споживання, тобто навантаження на енергосистему (з урахуванням часових інтервалів), розглянемо імовірність накопичення та використання надлишкової енергії. Спочатку розглянемо варіант щоденного прогнозування, коли добовий баланс

зводиться з нульовим підсумком. Приклади зміни кумулятивного небалансу енергії для трьох послідовно взятих днів січня зображено на рис. 15.10.

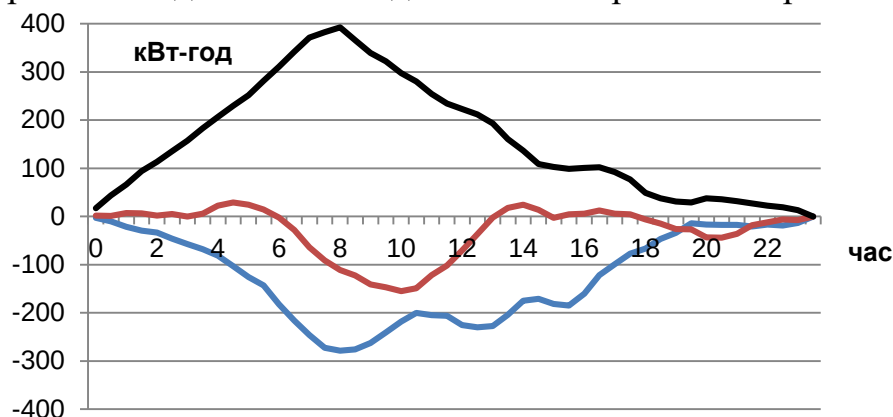


Рис.15.10. Приклади небалансу енергії навантаження протягом доби

Середні рівні небалансу енергії для різних днів можуть мати різні знаки, залежно від послідовності значень небалансу потужності. На рис. 15.11 зображено послідовність середньодобових небалансів енергії впродовж місяця, яка очевидно має випадковий характер.

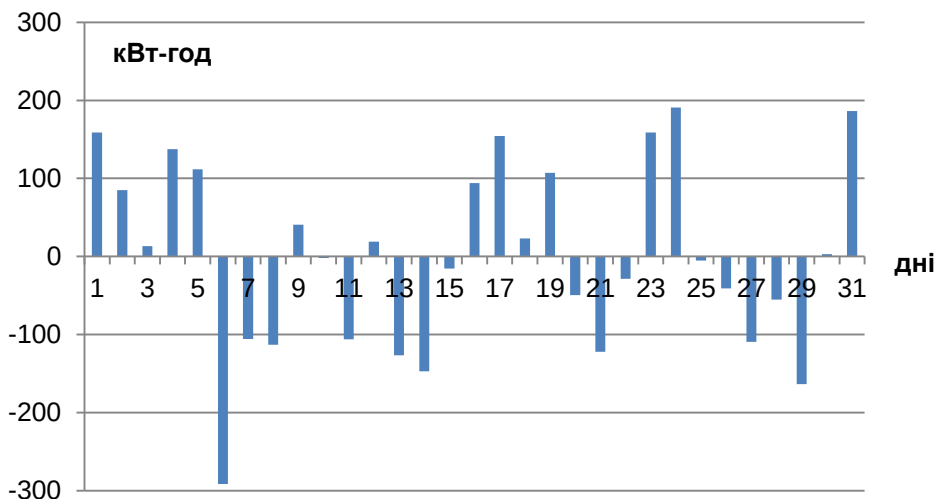


Рис. 15.11. Середньодобові небаланси енергії (січень, добова циклічність)

Розподіл поточних значень кумулятивного небалансу енергії (за умови добової циклічності) зображено на рис. 15.12. Розподіл близький до нормального.

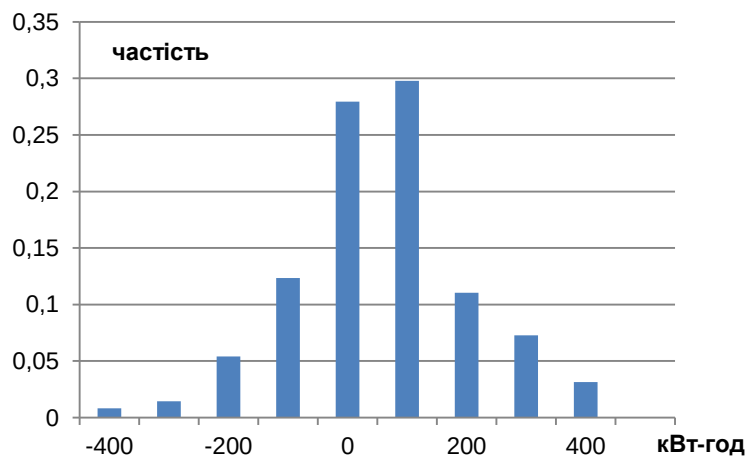


Рис. 15.12. Розподіл кумулятивного небалансу енергії (січень)

Отже, наявність щоденного прогнозування приводить до добової циклічності накопичення енергії та сприяє нормальному розподілу значень поточного та кумулятивного небалансів відповідно потужності і енергії.

За умови відсутності поточного прогнозування організація енергосистеми базується на багаторічних статистичних даних, приведених до місячних показників. Отже, плановий графік споживання має відповідати середньомісячним значенням, відповідно отримаємо місячну циклічність небалансів потужності та енергії. Відповідна гістограма для даних за січень зображена на рис. 15.13. В даному прикладі на початку місяця спостерігався дефіцит потужності відносно середньомісячних значень, який потім було компенсовано зменшенням навантаження у другій декаді (рис. 15.13б).

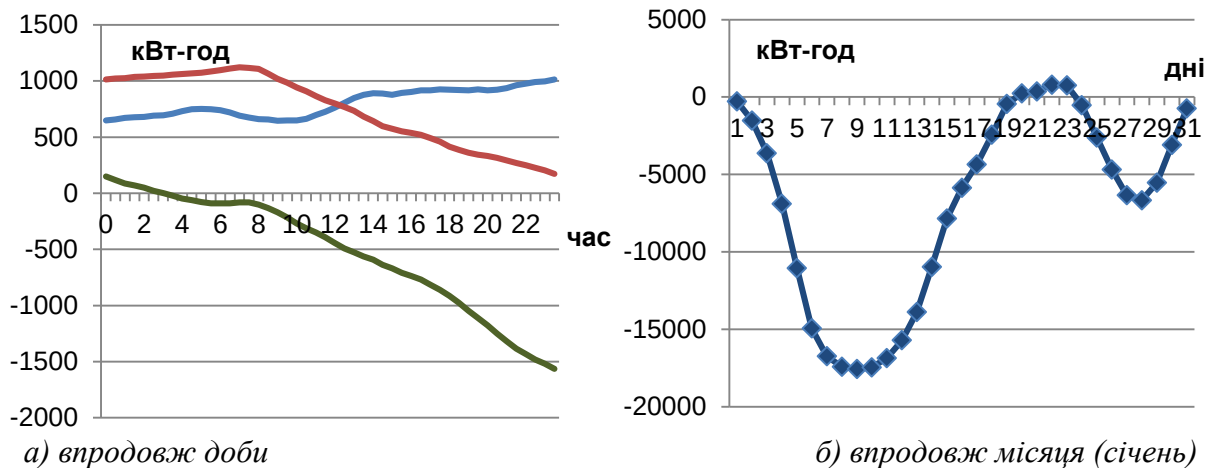


Рис. 15.13. Кумулятивний небаланс енергії без добового прогнозу

Гістограма поточних рівнів кумулятивного небалансу енергії для варіанту без прогнозу (місячна циклічність) зображено на рис. 15.14.

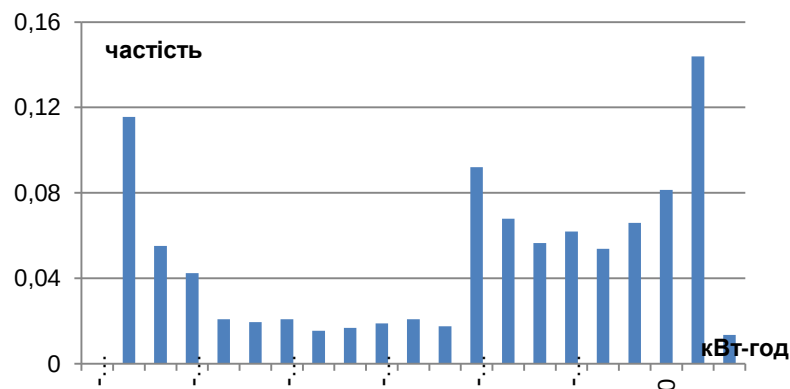


Рис. 15.14. Розподіл кумулятивного небалансу енергії без добового прогнозу

Розподіл в даному випадку несиметричний, відмінний від нормального і скоріше нагадує «білий шум», проте наявні значні відхилення від середнього. Діапазон значень (-17800; 1100), середні значення -6900 (кВт-год).

Відповідні характерні результати цього ж споживача для липня зображено на рис. 15.15:

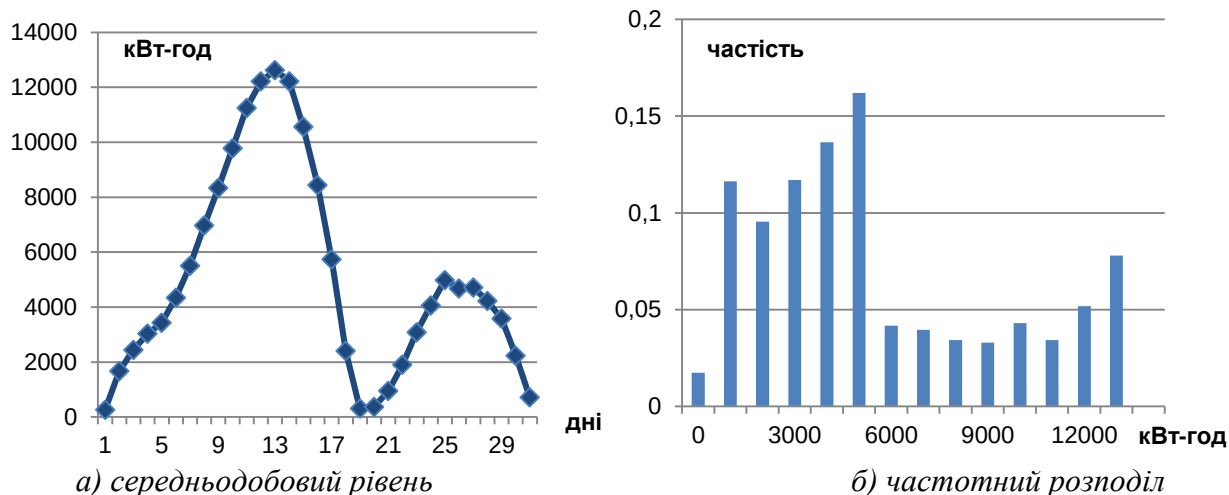


Рис. 15.15. Кумулятивний небаланс енергії без прогнозу (М1, липень)

Характер гістограми влітку розподілу аналогічний зимовому: діапазон значень $(-200; 12700)$, середні значення 5060 (кВт-год). Для літнього місяця кумулятивний небаланс мав переважно позитивні значення (надлишкову генерацію), тобто ситуація протилежна зимовій. Насправді це лише відмінності між першою та другою половинами місяця, тобто знак кумулятивного небалансу залежить від точки відліку.

За умови повного збереження тимчасових надлишків енергії потрібна досить велика номінальна потужність та ємність акумулювання, враховуючи наявність значних випадкових «викидів» (екстремальних значень). Оскільки імовірність таких значень мала (див. напр. рис. 15.12), доцільним видається застосування довірчих інтервалів при заданій імовірності, чи використання заданих порогових значень. Приклад обмежень на небаланс потужності зображено на рис.15.16, де акумулювати пропонується розпочинати при значеннях небалансу понад P_2 (горизонтальна штриховка), а розряджати акумулятори при небалансі нижче P_1 (вертикальна штриховка).

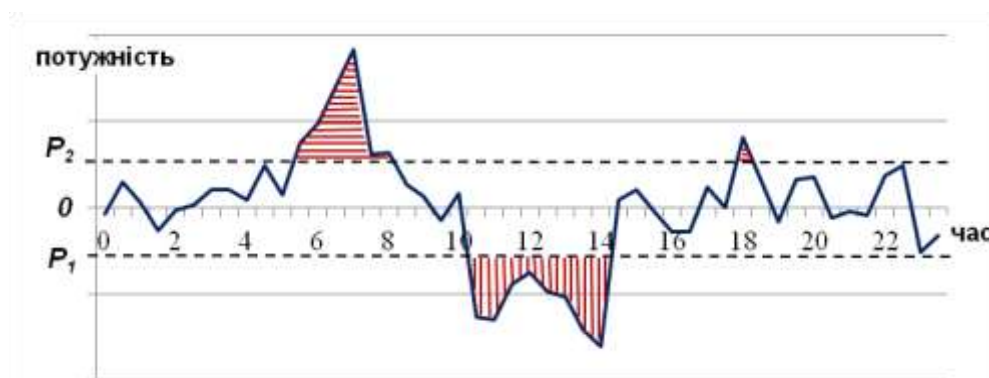


Рис. 15.16. Приклад поведінки небалансу потужності впродовж доби

Очевидно, площі заштрихованих областей мають бути рівними, тобто результуючий баланс акумулювання при тривалій роботі прямує до нуля. Це означає рівність накопиченої та використаної повторно енергії (з урахуванням ефективності власне акумуляторів), а імовірність затребуваної поточної потужності акумуляторів визначається розподілом небалансу (рис. 15.17).

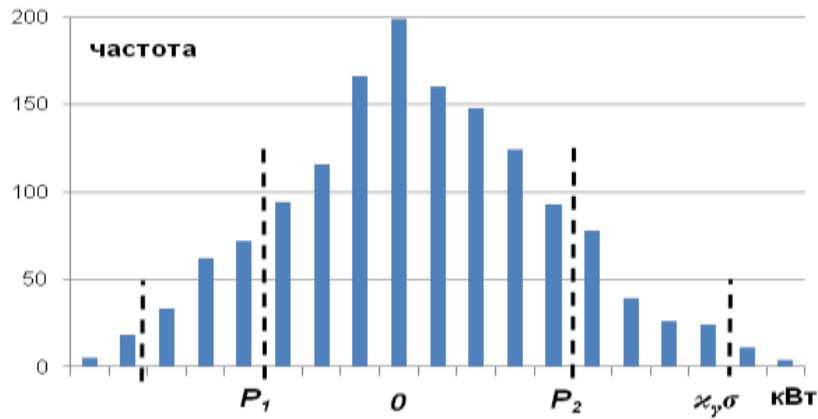


Рис. 15.17. Гістограма місячних даних про небаланс потужності

Знаючи функцію щільності розподілу для небалансу потужності $f(p)$, зображену на рис.15.17 у вигляді гістограми (вертикальна вісь не суміщена з 0-значенням), можна розрахувати обсяг акумульованої енергії при різних порогових значеннях. Так, з припущення про осереднений графік «чистого» споживання випливає:

$$\int_{-\infty}^{\infty} p f(p) dp = 0; \int_{-\infty}^0 p f(p) dp = \int_0^{\infty} p f(p) dp = E_0/T; \int_{-\infty}^{P_1} p f(p) dp = \int_{P_2}^{\infty} p f(p) dp = E_1/T,$$

де E_0 – максимально можлива кумулятивна енергія, E_1 – доцільна при заданих порогових обмеженнях; T – досліджуваній часовий інтервал. Тут якщо задано P_1 , то P_2 визначається з балансу акумулятора (і навпаки), виходячи з неідеальності симетрії розподілу. При цьому E_x визначають максимально досяжні рівні при значеннях кумулятивної енергії, що всі мають однаковий знак на досліджуваному часовому інтервалі, а відповідний часовий графік є строго випуклою чи ввігнутою кривою (див. рис. 15.13б чи 15.15а); знакозмінна поведінка дасть відповідно менші значення, залежно від кількості знакозмін.

У випадку використання акумулятора важлива не лише кількість появи певних значень потужності, а й послідовність їх генерування, адже повторно використати можна лише попередньо накопичену енергію (рис.15.16). Тому для визначення параметрів акумулювання поточна генерована потужність визначається не як випадкова величина, а як випадковий процес. Знання функції розподілу дає лише граничні значення, до того ж її точне аналітичне визначення є складним і не завжди доступним. Проте математична модель випадкового процесу дозволяє застосувати методи імітаційного моделювання та статистичних випробувань (методи Монте-Карло). Такі підходи застосовуються, коли є достатня база фактичних даних для розрахунку параметрів випадкового процесу. Для імітаційного підходу використовуються параметри α , η ; для аналітичного визначення достатньо знати параметри розкиду власне небалансу потужності (σ_Σ) і кумулятивного небалансу (σ_K) при певній гіпотезі про їх розподіл.

Розглянемо приклади вибору акумуляторів за різних умов роботи енергосистеми. Нехай традиційне споживання має параметри $\sigma_0=35$ кВт, $\sigma_K=152$ кВт-год (для споживача, згаданого вище, 700-1100 кВт), прогнозування щоденне. Для довірчої імовірності $\gamma=0,9$ при нормальному розподілі маємо

$|\kappa|_{0,9}=\kappa_{0,95}=1,65$. Отже, гарантоване з імовірністю не нижче 90% збереження надлишкової енергії для забезпечення нульового балансу потужності потребує ефективної ємності акумулювання 250 кВт-год та потужності 60 кВт.

При наявності ВДЕ, наприклад, при $R=400$ кВт, $w=0,5$ матимемо $\sigma_{\Sigma}=55$ кВт, $\sigma_K=244$ кВт-год. Тоді за тої ж довірчої імовірності $\gamma=0,9$ матимемо потребу в ефективній ємності акумулювання 400 кВт-год та потужності 90 кВт. Отже, додаткова потреба в потужності акумулювання складе 30 кВт, або 8% від потужності ВДЕ. Однак обсяг втраченої енергії при цьому зростає, оскільки зріс розмах (СКВ) небалансу.

Зокрема, обсяг не акумульованої енергії можна визначити за формулою:

$$E_{na} = \Delta t \int_{\chi_x}^{\infty} p f_{\Delta P}(p) dp = \Delta t \cdot I(\chi_x),$$

де функція щільності розподілу залежить від σ_x – фактичного СКВ небалансу потужності; $\chi_x = \kappa_{\gamma} \sigma_x$ – межа довірчого інтервалу. Тут $I(\cdot)$ – функція, що визначає математичне сподівання нормальної випадкової величини на обмеженому зліва інтервалі; за означенням $I(-\infty)=0$.

Так, при прийнятих вище значеннях параметрів розподілу (споживач н.п., січень) отримаємо: якщо $\gamma_0=0,9$ при відсутності ВДЕ, то $\kappa_{\gamma}=1,88$ для $w=0,5$ і $R=400$ кВт, а $\gamma_{\Sigma}=0,94$. Тоді потрібна потужність акумулювання становитиме 103 кВт, або додаткових 43 кВт (11% потужності ВДЕ).

Приклади зміни кумулятивного небалансу енергії (σ_K) для даного варіанту споживання при різних рівнях використання ВДЕ та порогових обмеженнях зображено на рис.15.18.

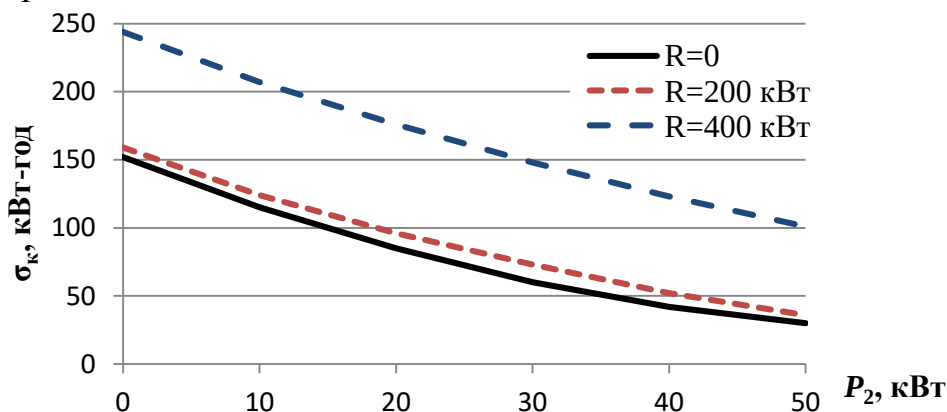


Рис.15.18. СКВ кумулятивної енергії небалансу при обмеженнях ($w=0,5$)

За відомими показниками мінливості процесів споживання та генерації електроенергії, отриманими з оцінки статистичних даних, можна підібрати характеристики акумулювання для надійного енергозабезпечення з заданою імовірністю. Можлива також обернена задача – для заданої ємності акумулювання A_K знайти довірчу імовірність запобігання небалансу енергії: $\gamma=\Phi(A_K/\sigma_K)$, де $\Phi(\cdot)$ – інтеграл імовірності. Крім того, при оцінці кількості збереженої енергії потрібно враховувати нелінійну характеристику процесів акумулювання, втрати при процесах зарядки та розрядження, відповідність швидкодії акумулювання (крутизни характеристики) та градієнту зміни потужності небалансу. Ці уточнення мають стосуватися конкретного типу акумулюючого пристрою. Нато-

мість ідеалізована схема дозволяє оцінити порядок величин, їх взаємозалежність, та порівнювати різні варіанти енергосистеми.

Лекція 16

Системи акумулювання енергії відновлюваних джерел. Комбіновані енергетичні системи на основі відновлюваних джерел з комплексним використання систем акумулювання

Системи акумулювання енергії ВДЕ

У сучасній відновлюваній енергетиці все більше уваги приділяється якісним показникам енергії. Якість функціонування електричної мережі характеризується надійністю, якістю електричної енергії, втратами електроенергії. Це її властивість зберігати в часі у встановлених межах значення всіх параметрів, що характеризують здатність виконувати необхідні функції в заданих межах. До ключових показників відносяться: імовірність забезпечення балансової надійності; імовірність відповідності фактичних режимів «ідеальному» за втратами активної потужності; імовірність забезпечення нормативних відхилень напруги у вузлах мережі; імовірність забезпечення нормативних спотворень синусоїди напруг. В умовах розбудови ВДЕ в розподільних електричних мережах необхідно в першу чергу оцінювати балансову надійність, тобто визначення імовірності неспівпадіння графіків споживання і генерування, зумовлену нестабільністю таких ВДЕ, як сонце та вітер. При цьому великого значення набуває використання акумуляторів енергії, що забезпечують вирішення цілого ряду проблем накопичення, зберігання та перетворення енергії ВДЕ. Таким чином, актуальною стає проблема розробки і створення високоефективних засобів для акумулювання електричної та теплової енергії.

При виборі накопичувачів енергії для конкретної енергетичної системи необхідно в однаковій мірі враховувати енергетичні та експлуатаційні показники як обладнання на основі відновлюваних джерел і споживачів енергії, так і накопичувачів енергії. До основних характеристик належать: питома потужність, питома енергія, питома вартість накопичувача енергії, термін заряду-розряду, термін служби, ККД, саморозряд, безпека, простота обслуговування, вид виробленої та споживаної енергії. Серед багатьох типів акумуляторів для застосування у відновлюваній енергетиці обираються такі, що за своїми властивостями та характеристиками найбільш придатні до роботи з обладнанням на основі ВДЕ.

Системи акумулювання *електричної енергії* призначені для накопичення і зберігання електричної енергії, отриманої на об'єктах відновлюваної енергетики, та позапікової енергії промислової електромережі на об'єктах традиційної енергетики з подальшим живленням споживачів. При роботі з генеруючим обладнанням на основі ВДЕ системи акумулювання електричної енергії, працюючи в режимі постійного підзаряду, вирівнюють добові коливання, що виникають у процесі експлуатації, і забезпечують стабільне живлення споживачів електроенергії. При роботі з промисловою електромережею системи акумулювання електричної енергії накопичують позапікову електроенергію в нічний час і забезпечують електроживлення споживачів у періоди відключення від неї.

Система акумулювання електричної енергії при застосуванні в комплексних енергосистемах повинна відповідати таким вимогам:

- забезпечувати стабільне електроживлення споживачів електроенергії незалежно від періодичності роботи відновлюваних джерел енергії та в періоди відключення промислової електромережі;
- мати оптимальну енергоємність, що залежить від потреб енергосистеми в кожному конкретному випадку і забезпечується набором акумуляторів з послідовним або паралельним підключенням;
- забезпечувати необхідну робочу напругу та автоматичне регулювання режимами роботи.

Найбільш популярними є електрохімічні накопичувачі енергії. Вибір марки електрохімічних акумуляторів проводиться на основі аналізу їх технічних характеристик, які повинні забезпечувати ефективну роботу систем акумуляування з енергетичним обладнанням на основі відновлюваних джерел енергії. При визначенні енергоємності акумуляторної батареї необхідно орієнтуватися на створення резервного запасу електроенергії для стабільного живлення споживачів; розрахунки проводяться або уточнюються в кожному окремому випадку. Необхідна енергоємність забезпечується набором певної кількості акумуляторів у певному їх підключенні – послідовному чи паралельному.

Приклад домашніх (настінних) акумуляторів – вироби компанії Тесла. Тесла знижує вартість виробництва на 30-50% протягом 3-6 років (на 16% в рік). Це без урахування технічних інновацій, що дадуть ще до 5% в рік.



Рис. 16.1. Настінний акумулятор електроенергії

В якості накопичувача енергії можна використовувати електромобілі (звичайно, тільки для споживання надлишкової енергії). Ефективність двигуна внутрішнього згоряння близько 20%. 80% запасеної в баку енергії відлітає просто в дим, в обігрів атмосфери. Електромотор має ефективність 90-95%. У чотири рази ефективніший. Крім того, електрика ще й значно дешевша - той же автомобіль буде витратити на кілометр електрики за вартістю значно менше.

Варіантом накопичувача енергії може бути стиснене повітря. Для закачування повітря в резервуари використовується енергія від офшорних ВЕС. Використання офшорних ВЕС є зручним, оскільки біля них є сприятлива глибина для розташування резервуарів зі стисненим повітрям (CAES). Дана концепція була протестована з використанням спеціальних резервуарів Energy Bag (рис.2). Розробники Energy Bag проводили випробування цього резервуара діаметром 20 метрів на глибині 600 метрів. Обсяг акумуляованої енергії склав 70 МВт·год.



Рис. 16.2. Резервуар для зберігання стисненого повітря

Найбільш уживаним варіантом акумулювання електроенергії в промислових масштабах є гідроакумулюючі станції (ГАЕС, PHS). Існує технічне рішення щодо використання енергії припливу для заповнення басейну-акумулятора. Під час припливу вода заповнює басейн-акумулятор, а під час відпливу вода через трубопровід з генераторами витікає в море.

Міжнародне енергетичне агентство (ІЕА, 2014) в своїй Дорожній карті з акумулювання енергії надає перевагу використанню ГАЕС як єдино можливого комерційного проекту за потреби акумулювання електроенергії в значних промислових обсягах з урахуванням вартості та ризиків технології. Особливо цікавим є використання ВДЕ для зарядки ГАЕС, тоді акумулювання максимально наближене до джерела мінливої енергії і перетоки електроенергії мінімальні (рисю 16.3).

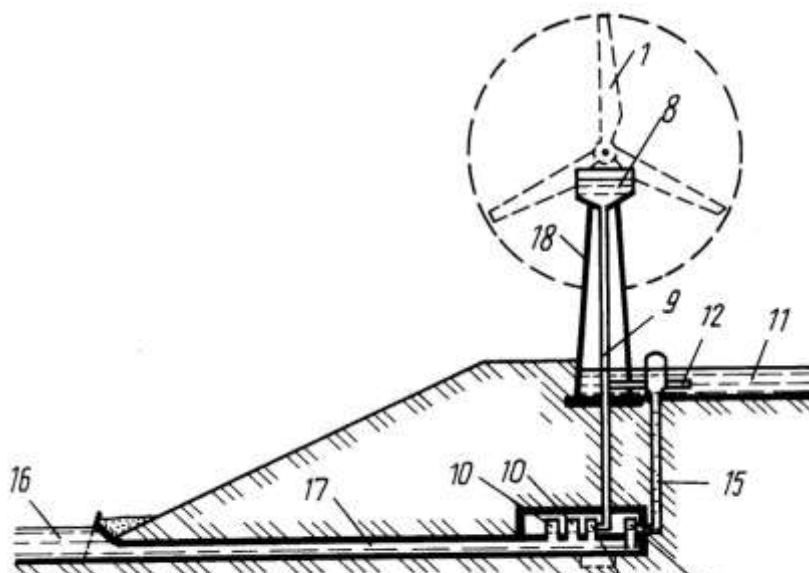


Рис. 16.3. Принцип дії ГАЕС з вітронасосом

На рис. 16.4. нижче зображено варіанти виконання морської ГАЕС.

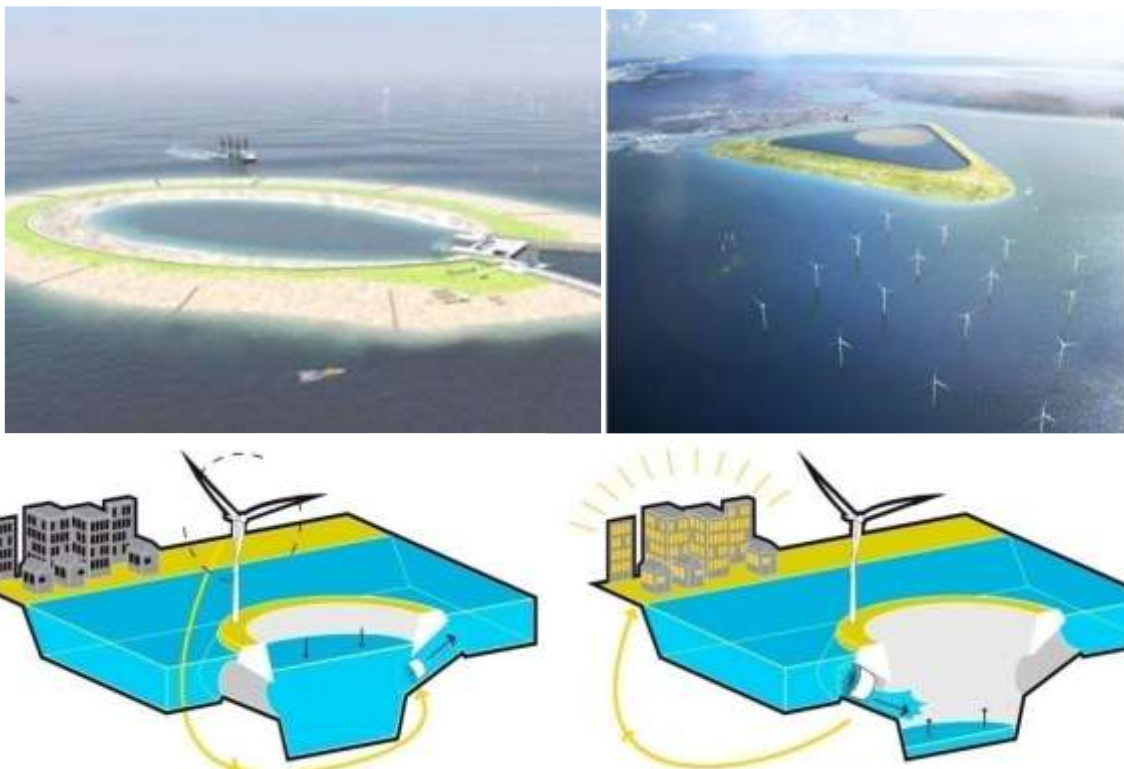


Рис. 16.4. Проект морської ГАЕС поблизу узбережжя Бельгії

За дослідженнями ДПВ НДІ «Укренергомережпроект» (м.Харків, 2007), введення в дію ВЕС 300 МВт не погіршує режим енергосистеми. Вплив ВЕС проявляється в збільшенні добового споживання електроенергії ГАЕС на 0,1 ГВт-год, однак при цьому на ТЕС зменшується вироблена електроенергія на 2,1 ГВт-год. Суттєва різниця між режимами полягає у величині робочої площадки ГАЕС. Якщо у контрольному режимі ГАЕС долучалися до роботи протягом 2-х годин на добу, то у разі введення ВЕС потужністю 300 МВт для регулювання графіка навантаження ГАЕС слід долучати до 7 годин на добу при майже однакових величинах виробленої на ГАЕС електроенергії (1,37 ГВт-год проти 1,44 ГВт-год). Режим вихідного дня характеризується аналогічними показниками, тривалість роботи ГАЕС продовжується з 3-х годин (контрольний режим) до 6-ти годин (режим з ВЕС).

За умови введення в дію, крім Ташлицької та Дністровської ГАЕС, перших блоків нової Канівської ГАЕС з встановленою потужністю 1000 МВт, введення в дію ВЕС 1500 МВт (участь у максимумі потужністю 503 МВт) майже не призводить до збільшення добового споживання електроенергії ГАЕС, а 3000 МВт (участь у максимумі потужністю 1020 МВт) дещо збільшує участь ГАЕС. Однак в обох варіантах суттєво зменшується енергія, яку виробляють ТЕС, відповідно, на 11,5 та 22,8 ГВт-год щодобово. Введення ВЕС з базовим рівнем потужності (1500 МВт) не збільшує робочу площадку ГАЕС, яка також, як і в контрольному режимі (без ВЕС) дорівнює трьом годинам на добу. Введення ВЕС з граничним рівнем потужності (3000 МВт) призводить до збільшення робочої площадки ГАЕС до семи годин на добу при суттєвому збільшенні виробленої на ГАЕС електричної енергії з 1,67 до 2,04 ГВт-год на добу за умови незначного збільшення добового споживання на заряд ГАЕС (на 0,5 ГВт-год). У режимах за участі ВЕС у вихідні дні в обох варіантах (1500 і 3000 МВт) присутнє збільшення робочої площадки ГАЕС до 6-ти годин у порівнянні з 3-ма година-

ми роботи режиму без ВЕС. Загальна потужність додаткової участі ГАЕС при роботі ВЕС незначна і складає 20 МВт у обох варіантах. Збільшення витрат електричної енергії на заряд ГАЕС складає у обох варіантах роботи ВЕС, відповідно, 0,5 та 0,8 ГВт-год.

Таким чином, в усіх режимах зимового сезону дія ВЕС призводить до витіснення блоків ТЕС із графіка покриття навантажень, при цьому втрата маневрової потужності ТЕС компенсується потужністю ГАЕС. Це призводить до певного збільшення витрат електроенергії на закачку води для ГАЕС, що зменшує енергетичну ефективність використання ВЕС в енергосистемі (на 3 % 2010 року і 5 % в 2015 – 2020 роки).

Проведені розрахунки перспективних режимів ОЕС за участі потужності ВЕС 300 МВт у 2010 р., 1500-3000 МВт у 2015 р., 3000-6000 МВт у 2020 р. показали повну сумісність роботи ВЕС в ОЕС з іншими типами електростанцій за єдиної умови – введення в дію у заплановані терміни Ташлицької та Дністровської ГАЕС (будівництво у 2018р. не завершено). Канівська ГАЕС, яка планувалася до вводу у 2015 році (до 2020 р. не введена), до регулювання залучається в режимі весняної повені. Потреба у використанні регулюючого діапазону Канівської ГАЕС збільшується при подальшому зростанні встановленої потужності АЕС, що працюють в базовому режимі.

«В якості орієнтира для планування розвитку генеруючих потужностей можна рекомендувати таку частку встановленої потужності ВЕС в структурі електростанцій (в % від очікуваного максимального навантаження): до 1% в період 2010 р.; 8-9% до 2015 р.; 14-15% на рівні 2020 р.» (ДПВ НДІ «Укренергомережпроект»).

Однією з актуальних проблем відновлюваної енергетики є також питання **акumuлювання теплової енергії**, в першу чергу, в сонячній теплоенергетиці; теплові акумулятори також ефективно використовуються в комплексі з вітроелектричними агрегатами, фотобатареями та в традиційній енергетиці для зняття пікових навантажень.

Теплове акумулювання – це фізичні або хімічні процеси, за допомогою яких відбувається накопичення тепла в тепловому акумуляторі енергії. Тепловими акумуляторами (ТА) називають пристрої, які забезпечують зворотні процеси накопичення, зберігання та віддачі теплової енергії відповідно до потреб споживача. Акумулювання тепла в різних енергосистемах проводиться з метою забезпечення потреб опалення та гарячого водопостачання.

Акумулювання тепла в будь-якій водонагрівальній системі дозволяє пристосовувати її до умов попиту на гарячу воду, що змінюється протягом доби. Застосування різних засобів для накопичення енергії при використанні сонячних енергетичних установок дозволяє також подолати проблему, пов'язану з нерівномірною інтенсивністю сонячної енергії протягом доби. Навіть в умовах безхмарного неба необхідну кількість енергії при відповідній температурі рідини можна отримати тільки протягом кількох годин до і після полудня. Наприклад, сонячні енергетичні установки, що призначені для опалення приміщень, підтримують температуру теплоносія на рівні 60°C лише близько трьох годин на добу. Оскільки в подібних системах періоди споживання і отримання енергії не

співпадають, то очевидно, що накопичувати її необхідно в одні періоди доби, а використовувати – в інші.

Практична реалізація різних типів теплових акумуляторів пов'язана в першу чергу з визначенням їх оптимальних робочих характеристик, з вибором недорогих і ефективних конструкційних матеріалів і теплоакумулюючих середовищ. Ефективність теплового акумулятора за інших рівних умов визначається масою та об'ємом теплоакумулюючого матеріалу (ТАМ), необхідного для забезпечення заданих параметрів процесу.

Як приклад, компанія Siemens Gamesa приступила (2017 р.) до будівництва термального накопичувача для зберігання вітрової електроенергії на території алюмінієвого заводу Trimet неподалік Гамбурга.

Проект під назвою «Future Energy System – FES», перетворюватиме енергію, вироблену вітроелектростанцією, у теплову для подальшого її зберігання у кам'яній породі масою приблизно 1000 тонн за температури 600 градусів за Цельсієм. Від втрат енергії захищатиме кам'яний насип і спеціально розроблена термоізоляція. Така кількість нагрітої гірської породи дозволить «запасати» приблизно 30 мегават-годин електроенергії. За допомогою парової турбіни тепло перетворюватиметься в електрику. Генератор потужністю 1,5 МВт здатен виробляти електроенергію цілодобово. За цей час система може жити 1500 середніх німецьких домогосподарств, або може зарядити акумулятори приблизно 50 електромобілів.

Інший приклад - французька компанія Neoen, що спеціалізується на проєктах в галузі відновлюваної енергетики, будує в Південній Австралії найбільший «водневий накопичувач», джерелом енергії для якого стануть розташовані неподалік сонячні і вітрові електростанції. На об'єкті, який має запрацювати у 2021 р., будуть встановлені електролізери потужністю 50 МВт, здатні виробляти 21000 кг водню на добу. Електрика для роботи електролізерів буде поставлятися комплексом нових ВЕС і СЕС сумарною потужністю 300 МВт, які розташовуються неподалік. Крім того, тут же буде встановлено гігантський батарейний накопичувач енергії ємністю 400 МВт-год, імовірно, виробництва Tesla. За інформацією уряду Південної Австралії, цей «водневий супер-центр» (Hydrogen Superhub) стане «найбільшим об'єктом у світі, на якому спільно виробляються вітрова, сонячна енергія і водень». Південна Австралія надасть Neoen грант в розмірі \$1 млн. для завершення техніко-економічного обґрунтування, а згодом планує виділити ще \$4 млн доларів грантів і \$20 млн у формі кредиту для подальшої реалізації проєкту. Проєкт загальною вартістю \$600 млн. важливий для штату, оскільки Південна Австралія хоче стати лідером з виробництва водню і сподівається постачати цей газ на азійські ринки. До речі, компанія Neoen є власником і керуючим вітряної ферми Hornsdale Wind Farm, при якій встановлена «велика батарея» Tesla на 100 МВт. У світі активно ведуться експерименти з воднем, виробленим з «надмірної» відновлюваної електроенергії.

З точки зору швидкодії ефективним є використання інерційних механічних акумуляторів flywheel (маховиків). Схема такого акумулятора та порівняння його швидкодії з іншими технологіями зображено на рис. 16.5.

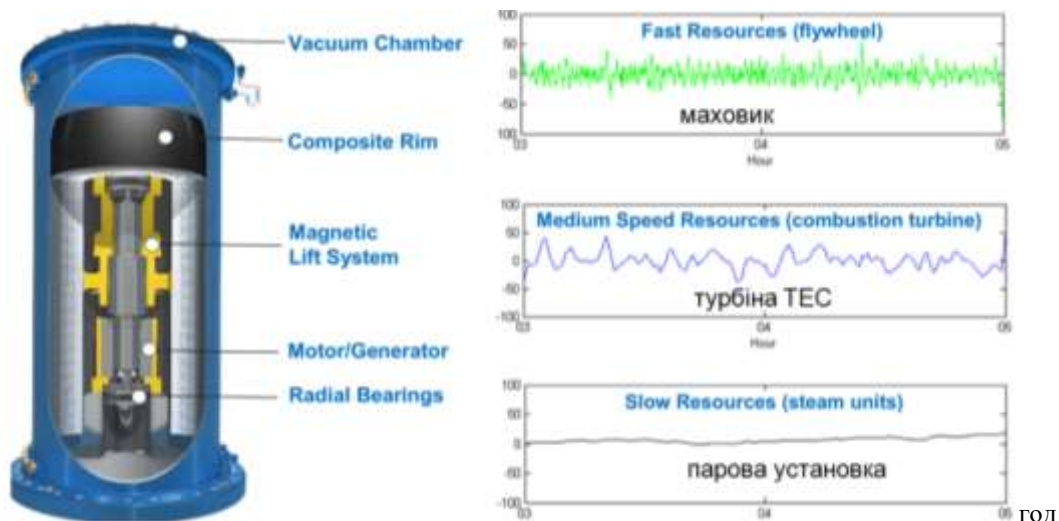


Рис. 16.5. Інерційний акумулятор енергії та його швидкодія

Варіанти схем комбінованого акумулювання енергії

Проблема зберігання енергії в енергосистемах зі значним рівнем відновлюваної енергетики є предметом багатьох досліджень, а розробка гібридних систем зберігання енергії, або HESS (hybrid energy storage systems), відноситься до найбільш інноваційної галузі. HESS характеризує вигідне сполучення двох або більше технологій зберігання енергії з взаємодоповнюючими експлуатаційними характеристиками (такими як щільність енергії та потужності, швидкість саморозряду, ефективність, тривалість життя тощо). Для застосування в децентралізованих системах з ВДЕ (особливо СЕС) вважаються найбільш придатними чотири конфігурації HESS: а) нагрівач/акумуляторна батарея; б) нагрівач/акумуляторна батарея/водень; в) суперконденсатор/акумулятор; г) акумуляторна батарея/акумулятор (див. рис. 16.7-10).

До перспективних програм розробки HESS відносяться, наприклад:

- HESS в електричних транспортних засобах з гібридним приводом та паливними елементами (суперконденсатор/батарея або акумулятор/паливний елемент);
- системи відновлюваного автономного енергозабезпечення, що базуються, головним чином, на акумуляторній батареї та водневій комбінації;
- використання HESS на домашньому, районному чи регіональному рівнях, наприклад, батарея літій-іонна / батарея редокс-проточна (redox-flow battery)
- HESS для управління потужністю великих ВЕС та СЕС;
- інші спеціальні HESS-конфігурації, наприклад, маховик / акумулятор-HESS.

Звичайно розглядаються наступні параметри систем акумулювання: номінальна потужність (Nominal Power), Вт чи кВт; ємність (Capacity), кВт-год чи джоуль; життєвий цикл (Lifetime), роки; ефективність (Efficiency), %; час розряду (Discharge time), год.; час реагування (Response time), сек; кількість циклів заряду/розрядки (Cycle lifetime); розміри (Physical Size), м³; щільність енергії чи потужності (energy density, power density).

Електрохімічні акумуляторні батареї, зокрема літій-іонні акумулятори, відіграють ключову роль у багатьох HESS-розробках. Вони можуть бути використані для зберігання значних обсягів енергії і забезпечувати значну потужність. Суперконденсатори та маховики характеризуються ще більшою щільністю потужності, ефективністю та тривалістю циклу в порівнянні з батареями. Батареї редокс-проточні є перспективною технологією завдяки їх властивостям

відокремлювати параметри потужності та ємності (подібно до водневих технологій та накопичення енергії через газифікування) та завдяки їхньому тривалому життєвому циклу з можливостями відновлення. Відновлюваний водень (H_2) та метан (CH_4) також є дуже перспективними варіантами зберігання енергії в довгостроковій перспективі.

Схеми прямого теплопостачання та накопичення енергії у вигляді тепла також займають важливе місце в контексті перспективних HESS-розробок. Зберігання тепла, виробленого з надмірної енергії ВДЕ (через електронагрівальні прилади або теплові насоси) та від процесів конверсії електроенергії в газ (наприклад, електролізу або паливних комірок) підвищить загальний рівень використання поновлюваних джерел енергії. Більше того, скидання надлишків енергії в тепло дозволить HESS легше проходити періоди пікових навантажень та генерації, і тим самим значно зменшити навантаження на громадські мережі та на інші компоненти зберігання енергії. Оптимізація стратегій проектування, управління та енергоменеджменту для HESS в системах взаємодії між електроенергетикою, тепловим та газовим сектором відіграватиме важливу роль і розкриє значні потенціали для подальшого зниження вартості, зростання ефективності та строку служби відновлюваних джерел енергії.

Різні конфігурації HESS призначені для забезпечення гнучкості електричної енергосистеми, яка в майбутньому може покривати короткострокові, середні та довгострокові коливання потужності при створенні стабільної, на 100% поновлюваної енергетичної системи.

Замість свинцево-кислотного акумулятора можна використовувати редокс-проточну або високотемпературну батарею для середньострокових коливань потужності. Отримана гібридна батарея може бути корисною для багатьох схем з використанням поновлюваних джерел енергії. Для такої конфігурації потрібен інтелектуальний контроль заряду (для обох батарей) та стратегії управління енергією, здатні точно моделювати заряд акумулятора, їх стан та оцінку впливу різних режимів роботи на тривалість служби акумулятора.

Популярні технології акумуляторних батарей, які в даний час використовуються для стаціонарних системних розробок, включають свинцево-кислотні, сірчано-натрієві (NaS), хлорид натрію-нікелю ($NaNiCl_2$), також відомий як ZEBRA, нікель-кадмієві (Ni-Cd), літій-іонні (Li-іон), бромистий цинк (Zn-Br), полісульфідний бром (PSB) і ванадій-редокс (VRB), а також нові системи, такі як новітні регульовані клапани (VRLA), свинцево-вуглецеві, метало-повітряні технології, UltraBattery, акумулятори з поліпшеним колектором струму, високо-ефективний хлорид натрію, нано-структуровані енергетичні матеріали в літєвих батареях та ін.

Деякі відомі сучасні практичні застосування акумуляторних батарей в енергосистемах на основі ВДЕ можна охарактеризувати наступним чином:

1. *Крупні ВЕС з розподіленням енергозбереженням.* Поєднання вітрового ресурсу з розподіленням акумуляуванням допоможе вирішити проблему нерівномірності генерації вітрової енергії. Таким чином, ВЕС значної потужності можуть бути інтегровані з існуючою мережею.
2. *Комунальні системи зберігання енергії.* Система батарей для спільного зберігання енергії може бути розроблена для острівних енергосистем, коли локалізо-

ваний сектор розподільної енергетичної системи ізольовано від мережі. Вона може підтримувати поточні потреби користувачів, наприклад забезпечити резервну потужність. Акумуляторні системи також використовуються як частина повністю автономної системи генерації енергії з сонячною енергією, вітром, малою гідроенергетикою, використанням біомаси та/або дизельної електростанції, що обслуговує окремі споруди або комунальні мережі.

3. *Розподілена інтегрована до мережі PV-система.* Приєднана безпосередньо до мережі або розташована та підключена поруч з фотоелектричною станцією система акумуляування допомагає регулювати швидкі зміни генерації, добові коливання, питання якості постачання енергії - зайві гармоніки та невідповідність між потужністю СЕС та потребою користувачів, характерних для мережових PV-систем без акумуляування енергії.

4. *Транспортні засоби з накопичувачами енергії.* Система розподілених акумуляторних батарей, встановлених до електричних транспортних засобів, може бути частиною локалізованої стратегії енергетичної системи для інтеграції розподіленої енергії сонячної енергії з забезпеченням надійності енергопостачання в певній частині електромережі.

5. *Управління рівнем споживання кінцевого користувача.* Система зберігання може бути використана для зниження вартості електропостачання. Така програма може допомогти кінцевим користувачам «зміщувати час» споживання енергії з СЕС або інших варіантів ВДЕ, або бути використаною для інтеграції сусідньої PV-системи. У цьому випадку регульовані (зонні) тарифи на енергію спонукають використовувати системи зберігання для зменшення витрат на електроенергію при зміщенні часу заряджання в зону низького тарифу, з подальшим використанням накопиченої енергії в час, коли попит і ціна високі.

6. *Гнучкий піковий ресурс.* «Піки» або «пікові ресурси» призначені для обслуговування пікового попиту на електроенергію. Однією з альтернатив є варіант зберігання енергії, наприклад, акумулятор, який може забезпечити чутливий та досить гнучкий ресурс в порівнянні з адміністративним підходом до керування попитом. Використання модульного акумулятора для обслуговування максимального попиту може також буде економічно ефективним.

7. *Регулювання частоти.* Традиційно частотне регулювання є по суті зміною виробничої електричної потужності в терміни до хвилин. Однак акумуляування електроенергії має потенціал, що забезпечить це завдання за мілісекунди, а також має економічну перспективу. Система акумуляування є одним із популярних варіантів забезпечення стабільності в електромережі.

8. *Обертвий резерв.* Зазвичай комунальні підприємства беруть на себе відповідальність за можливість суміщення втрати потужності найбільшого електрогенератора в мережі з мінімальним потоком навантаження та відхиленнями частоти струму. У цій ситуації всі генератори мають частку резервних можливостей, пов'язаних з їх первинним джерелом енергії та інерцією. У випадку теплової електростанції витрачається додаткове паливо, оскільки генератор буде працювати нижче його номінальної потужності. Сьогодні використовуються системи зберігання енергії для забезпечення можливості резерву через спеціальні перетворювачі, які взаємодіють з енергосистемою.

9. *Відстрочка на модернізацію систем передачі та розподілу (T&D).* Системи зберігання є ключовим варіантом для відкладення або уникнення потреби у модернізації передавальної та розподільчої апаратури. Оскільки модульна конфігурація системи зберігання, наприклад акумулятор, може бути використана для обслуговування невеликої кількості пікового попиту, не буде необхідності збільшення потужностей T і D у короткостроковій перспективі. Це також допомагає подовжити термін експлуатації обладнання T і D .

10. *Системи безперебійного живлення (UPS).* Акумуляторні системи є важливим компонентом UPS-технологій, що використовуються для забезпечення стабільної та надійної потужності у випадку чутливості до критичних навантажень, наприклад, для медичного, освітлювального та комунікаційного обладнання, щоб мінімізувати або уникнути втрати працездатності або пошкодження обладнання.

Загальний вигляд розгалуженої системи зберігання енергії на різних рівнях зображено на рис. 16.6.

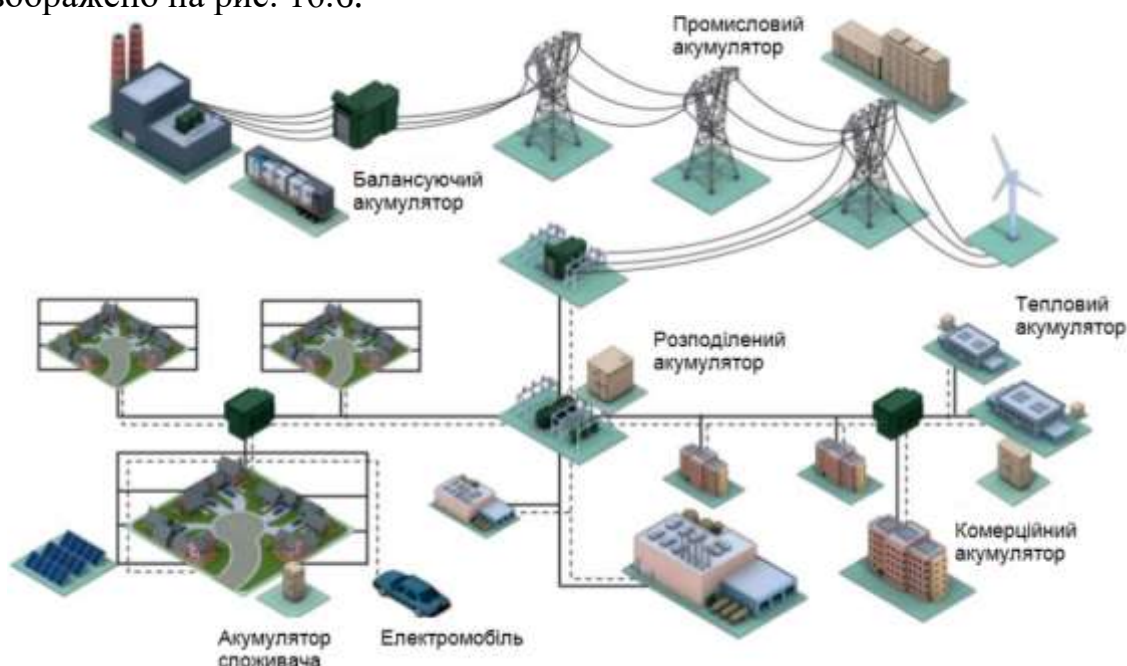


Рис. 16.11. Схема розосередженої мережі акумулювання енергії

Навесні 2021 р. компанія ДТЕК завершила монтаж першої в Україні промислової системи накопичення енергії (СНЕ) потужністю 1 МВт і ємністю 2,25 МВт-год. СНЕ призначена для накопичення, зберігання та віддачі електроенергії в мережу, а також для підтримки функціонування енергосистеми з забезпеченням необхідної якості електроенергії. СНЕ встановлена в Енергодарі на майданчику біля Запорізької ТЕС, оскільки там є вся необхідна інфраструктура для підключення її до мережі, а також кваліфікований персонал, який буде обслуговувати цю систему.

Щодо критеріїв вибору системи накопичення енергії, необхідно розглянути певні змінні параметри системи акумулювання та конкретної батареї. До них відносяться: початкові витрати, термін служби, вартість установки, вартість технічного обслуговування, вартість доставки, вартість заміни та утилізації, безпека, кількість циклів заряду/розрядки, ефективність відновлення, надійність та екологічність. Ці показники найбільше впливають на тип технології акумулято-

ра, який використовується для специфічного застосування енергії. Окремо розглядається вплив надійності та економічних факторів як основних критеріїв в сонячній енергетиці. Взагалі, вартість PV-модулів різко скоротилася протягом останнього десятиліття, що є одним з факторів, які сприяли широкому застосуванню фотоелектричної електроенергії як для мережевих енергосистем, так і для автономних. Однак це не стосується акумуляторних систем. Батареї коштують дорожче, ніж фотомодулі, при типовому застосуванні PV-систем. Наприклад, відповідно до досліджень, вартість акумулятора становить 40-46% від загальної вартості мікромережі. Тому загальна вартість обладнання, встановлення, обслуговування, доставки, заміни та утилізації батареї є одним з ключових факторів, які впливають на її вибір.

Більш того, початкові витрати можуть в значній мірі визначити очікуваний термін служби, ефективність та цикл продуктивності акумуляторів, оскільки акумуляторні батареї з вищими характеристиками будуть дорожчими, ніж ті, що мають порівняно нижчі характеристики, наприклад, літій-іонні проти свинцево-кислотних батарей за показниками ефективності і щільності зберігання енергії. Деякі акумулятори мають більш високі витрати на технічне обслуговування, такі як вентиляційні або проточні акумулятори, через планове поповнення електроліту в камерах, а деякі інші мають відносно низькі витрати на технічне обслуговування, наприклад, технології батарей VRLA, OPzS, UltraBattery тощо, які не потребують доопрацювання електроліту. Крім того, елементи живлення зазвичай замінюються кілька разів за час проектного життя енергетичної системи, що породжує витрати на поновлення життєвого циклу системи. Витрати на утилізацію віднесені в кінець корисного терміну служби акумулятора. Батареї, як правило, транспортуються від виробника до споживача з іншим місцем розташування, що породжує витрати на доставку та встановлення. Оптимальне рішення щодо батареї - це та, що має найнижчу вартість за повний життєвий цикл, тобто \$/кВт-год, що сильно пов'язане з згаданими змінними.

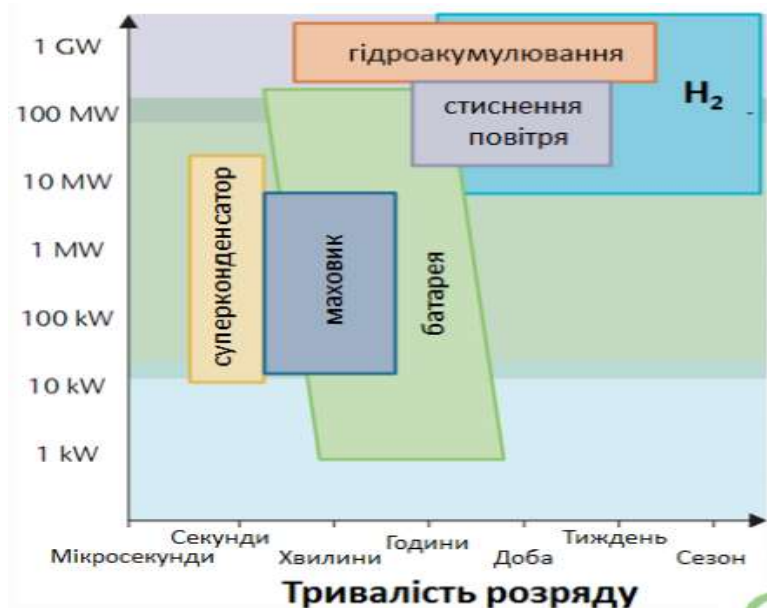


Рис. 16.7. Технології акумуляування електроенергії для вирівнювання енергобалансу

Технології на основі водню найкраще підходять для акумуляування електроенергії в мегаватному масштабі від погодинного до сезонного періодів, що найбільш сприятливо для балансування енергосистеми.

Австралійська компанія LAVO у співпраці з Університетом Нового Південного Уельсу розробили першу у світі домашню батарею на водні (січень 2021). Вона компактна, потужна та екологічна. Розробники запевняють, що система може зберігати втричі більше енергії, аніж найбільші комерційні батареї. Систему можна під'єднати до сонячних панелей та водопроводу. Електролізери, які розміщені всередині батареї, використовують енергію для конвертації води у водень та кисень. Так, кисень випускається назовні, а водень зберігається в окремих метал-гідридних баках всередині блоку під тиском 30 атмосфер.

Електрична ємність Lavo складає 40 кіловат-годин, що втричі більше, ніж найпотужніша домашня батарея Tesla Powerwall 2. Вага LAVO становить 324 кілограми, а розміри – 1,68х1,24х0,4 метра. Контролювати параметри системи можна за допомогою відповідного мобільного додатку. Ця інноваційна система коштує приблизно 34 тисячі доларів. В середньому один заряд батареї забезпечує енергією одне домогосподарство впродовж 2-3 днів. Ба більше, на відміну від традиційних літій-іонних батарей, система на водні самостійно заряджається. За словами фахівців, вона може прослужити до 30 років – це втричі довше за термін експлуатації поточних батарей з літію.

Розробка структури і схем заміщення акумуляторів енергії

В більшості випадків накопичувачами енергії, що виробляється вітроагрегатами, є електрохімічні акумуляторні батареї (АБ) різних типів. При цьому рівень напруги такого буферного енергоджерела і його ємність залежать від типу електроустаткування, що встановлюється на об'єкті споживання, його потужності, режиму роботи і т.п. Для даних джерел використовуються зарядні пристрої із різними схемо-технічними рішеннями, які дозволяють в достатній мірі забезпечувати вимоги зарядних характеристик акумуляторних батарей і отримувати позитивний ефект. Однак, функціонування таких пристроїв, в основному, здійснюється при відносно співмірних швидкостях вітру, коли генератор виробляє енергію за потужністю і напругою достатньою для здійснення процесу зарядження АБ.

В той же час, швидкість вітру є змінною величиною в широкому діапазоні - від нуля до критичної величини, коли припиняється робота ВЕУ. Закономірно, що існує частина діапазону швидкості вітру («нижня межа») для кожного вітроагрегату, де зарядні пристрої не можуть функціонувати через зниження вихідної напруги і потужності генератора. В результаті таких технічних можливостей зарядних пристроїв певна частина енергії вітру залишається невикористаною, хоча для різних регіонів України вона може складати від 8,8 до 54 %.

Розглянемо можливість зарядження акумуляторних батарей (способи і схемо-технічні рішення) при роботі вітроагрегатів в діапазоні «нижня межа». Розглянемо два режими роботи вітроагрегату при «нижній межі»:

- напруга генератора при холостому ході вища за напругу АБ, проте потужності генератора недостатньо для функціонування традиційного зарядного пристрою;
- напруга генератору при холостому ході відрізняється від номінального рівня напруги АБ.

Для першого режиму застосовується наступне схемо-технічне рішення, структурна схема якого наведена на рис. 16.8.

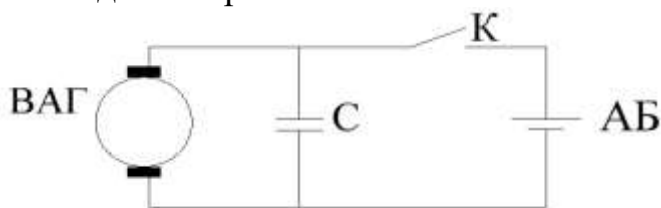
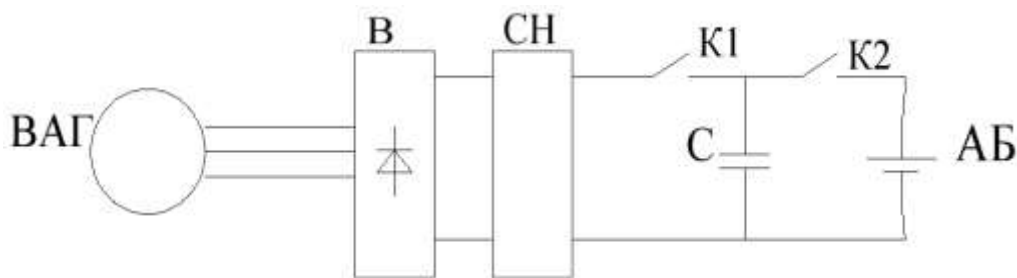


Рис. 16.8. Зарядження АКБ при недостатній потужності генератора

Робота пристрою полягає в наступному. На початку транзисторний ключ K розімкнений і відбувається накопичення енергії в конденсаторі C . При цьому контролюється напруга на конденсаторі і при досягненні певного рівня вищого за рівень АКБ вмикається ключ K і за ланцюгом $C - K - АКБ - C$ протікає зарядний струм. Конденсатор C розряджається до напруги АКБ після чого ключ K замикається. Надалі процес повторюється. Такий режим зарядження можна здійснювати до тих пір, поки напруга вітроагрегату перевищуватиме напругу АКБ настільки, щоб енергії, що накопичується в конденсаторі C , було достатньо для проходження імпульсного струму за зарядним ланцюгом. При зниженні вихідного рівня напруги на клеммах генератора до критичного мінімуму процес зарядження припиняється. Тривалість зарядного імпульсу і його величина залежать від ємності конденсатора C і рівня напруги, до якої він заряджає. Проте, як наголошувалося вище, можливості такого схемо-технічного рішення обмежені і не завжди дозволяють здійснити процес зарядження АКБ.

Розглянемо більш детально режим зарядження акумуляторної батареї за умови, коли її напруга вища рівня напруги вітроагрегату. В цьому випадку пропонується схемо-технічне рішення, що наведене на рис. 16.9.



B – випрямляч, CH – стабілізатор напруги.

Рис. 16.9. Схема зарядного пристрою за умов напруги на клеммах генератора вище або нижче рівня напруги на клеммах АКБ

При швидкості вітру, коли генератор виробляє енергію з напругою, що перевищує напругу АКБ, її зарядження може проводитися традиційним способом за допомогою керованого стабілізатора напруги. При цьому CH виконує функцію понижуючого пристрою, тобто вихідна напруга CH знижується до потрібного рівня для зарядження АКБ і змінюється по мірі підвищення напруги АКБ. Ключі $K1$ і $K2$ в цьому режимі постійно замкнені.

Такий процес зарядження АКБ проводиться до тих пір, доки швидкість вітру не знизиться до рівня, коли вихідна напруга випрямляча B не стане нижчою за напругу АКБ. В цьому випадку ключі $K1$ і $K2$ розмикаються, і стабілізатор CH

переходить в режим підвищення напруги. Коли вихідна напруга CH досягає необхідного рівня замикається ключ $K1$ і відбувається зарядження конденсатора C . Після закінчення зарядження ключ $K1$ розмикається, а $K2$ - замикається і зарядний струм протікає за ланцюгом $C - K2 - AB - C$ до закінчення розрядження конденсатора C . Потім ключ $K2$ розмикається, а ключ $K1$ замикається, і процеси повторюються.

Таким чином, розглянута структурна схема зарядження АБ на відміну від першого режиму (рис. 16.8), дозволяє заряджувати АБ практично у всьому діапазоні зміни швидкості вітру (до критичного нижнього значення напруги, коли напівпровідникові прилади перестають функціонувати), що підвищує ефективність перетворення енергії вітру.

Лекція 17

Фактори впливу відновлюваної енергетики на надійність та стійкість енергосистеми

Директивними документами щодо розвитку вітчизняної енергетики передбачено зростання потужностей вітрових та сонячних електростанцій, причому досяжні рівні в різних дослідженнях помітно варіюють. Очікується досягнення потужностей на рівні принаймні десятка гігават в перспективі ближчого десятиліття. Однак змінний та непередбачуваний характер видачі потужності, притаманний вітровій енергетиці, може призвести до негативного впливу на режими роботи об'єднаної енергосистеми (ОЕС) України. Це зокрема стосується стійкості динамічних процесів в системах енергопостачання і відповідно організації диспетчерського керування енергосистемами. У цих умовах набуває особливої актуальності задача забезпечення прогнозованості та керованості ВЕС відповідно до поточного режиму енергосистеми.

Основні фактори впливу ВДЕ

Значне впровадження вітрової та сонячної енергетики, якщо воно не супроводжується технологіями акумулювання енергії, неминуче потребує регулювання поточної потужності енергосистеми, щоб збалансувати коливання енергії вітру. Баланс споживання електроенергії та регулювання частоти – основні технічні проблеми в енергосистемах зі значним рівнем впровадження вітрової енергетики.

Які характеристики мінливих ВДЕ важливі при сумісній з ОЕС роботі? Перш за все, це поточна потужність, а також розподіл її імовірності, в тому числі мінімальне, максимальне та середнє значення, які необхідні для передбачуваності і визначення потреб у резерві; по-друге, важливим є темп зміни потужності – він впливає на стійкість енергосистеми і на параметри необхідного резерву. Значне збільшення частки ВДЕ в енергосистемі буде витіснити в першу чергу теплові електростанції, що ускладнить можливість регулювання частоти. При цьому зменшується також механічна інерція системи генераторів, оскільки СЕС є безінерційними, а ВЕС також працюють через електронний міст (випрямляч-інвертор). Отже, потрібен достатній обсяг резерву для регулювання частоти та забезпечення надійного енергопостачання у випадку втрати генерації чи навантаження. При збільшенні частки ВДЕ в енергосистемі природні коливання потужності можна врівноважити різними способами. Наприклад, сумарні коливання групи ВЕС та СЕС можуть бути згладжені за рахунок географічного розподілу цих електростанцій в межах енергосистеми.

Величини необхідних резервів у енергосистемі визначаються обсягом тих збурень (небалансів потужності), які має компенсувати вторинне регулювання. До числа таких збурень належать: нерегулярні коливання активної потужності, зумовлені випадковим характером навантаження; похибка регулювання балансу потужності, обумовлена розбіжністю в часі прогнозного і фактичного графіків навантаження; розрахунковий небаланс потужності. Слід зауважити, що для балансування потужності в мережі має значення колективна поведінка споживачів і всіх електрогенеруючих підприємств, незалежно від технологій генерування енергії.

Вимоги щодо захисту електричних мереж у точці приєднання

Згідно вказівок нормативних документів, зокрема «Кодексу системи передачі» і «Кодексу систем розподілу» (НКРЕКП, 2018) та СОУ НЕК 341.001:2019 «Вимоги до вітрових та сонячних електростанцій при їхній роботі паралельно з об'єднаною енергетичною системою України» вимоги до облаштування пристроями захисту сонячних та вітрових установок повинні бути направлені на захист вітрової та фотоелектричної електростанції та забезпечення стабільної роботи електричної мережі загального призначення.

Власник електростанції є відповідальним за оснащення електростанції таким чином, щоб вона:

- була захищена від пошкоджень внаслідок збоїв або аварійних ситуацій у електричній мережі загального призначення, наприклад, симетричного або несиметричного короткого замикання, відновлення напруги після ліквідації аварійних ситуацій чи збоїв, підвищення напруги у неушкодженій фазі при несиметричному короткому замиканні, обривів фаз тощо;
- була захищена від пошкодження внаслідок несинхронного підключення;
- максимально захищала електричну мережу загального призначення від максимально широкого переліку небажаних впливів з боку вітрової та фотоелектричної електростанції;
- була захищена від відключення у некритичних випадках для вітрової та фотоелектричної електростанції.

Функції захисту електростанції та інші відповідні налаштування повинні бути задані по діючому значенні показників. Електростанція повинна бути відключена або зупинена, якщо виміряні значення відрізняються від встановлених номінальних значень.

Час відключення електростанції у разі виникнення аварійних ситуацій повинен бути чітко визначений функціями захисту. Частота та напруга мають вимірюватися для усіх трьох фаз як лінійна напруга.

Нормативні документи встановлюють обсяг пристроїв релейного захисту на рівні штатних, при виконанні приєднання розподільної генерації з боку напруги 10 кВ.

Умови приєднання ВДЕ до електромереж. Нормативні вимоги стосуються вітрових та сонячних фотоелектричних електростанцій (тобто до електростанцій, які використовують статичні електронні перетворювачі енергії), розподіляються відповідно до загальної номінальної потужності в точці приєднання:

- вітрові та фотоелектричні електростанції потужності від 150 кВт до 2-х МВт – електростанції малої потужності, які можуть впливати на режими роботи локальних вузлів розподільчих мереж середньої напруги;
- вітрові та фотоелектричні електростанції потужності від 2 МВт до 25 МВт – електростанції середньої потужності, які можуть впливати на режими роботи місцевих (локальних) електричних мереж середньої та високої напруги.
- вітрові та фотоелектричні електростанції потужністю більше 25 МВт – електростанції значної потужності, які можуть впливати на режими роботи місцевих (локальних) електричних мереж, магістральних електричних мереж, а також помітно впливати на баланси потужності енергосистем.

Вітрова та фотоелектрична електростанції повинні витримувати відхилення частоти і напруги в точці приєднання при робочих та аварійних умовах експлуатації. При цьому потужність генерації електростанції повинна зменшуватися на мінімально можливу величину.

Максимальні ($U_{\text{макс}}$) та мінімальні ($U_{\text{мін}}$) рівні напруги для мереж 0,38-154 кВ визначено з використанням міждержавного стандарту з огляду на гранично допустимі відхилення напруги.

Вітрова та фотоелектрична електростанція повинна бути в змозі короткочасно витримувати напругу, що перевищує максимальний рівень в межах необхідних для забезпечення захисних функцій.

В межах, визначених як «нормальне виробництво» (нормальні умови експлуатації) повинна забезпечуватись можливість безперебійного пуску та генерації вітрової та фотоелектричної електростанції згідно існуючих проектних режимів, які обмежені тільки уставками релейного захисту на підвищення та пониження напруги.

В області «нормального виробництва» робоча напруга має знаходитись в визначених межах (див. рис. 17.1), а частота має знаходитись в діапазоні від 49,6 Гц (гранично допустиме зниження частоти) до 50,2 Гц (нормально допустиме підвищення частоти).

Автоматичне підключення вітрової та фотоелектричної електростанції може бути виконано не раніше, ніж через три хвилини після того, як напруга буде відновлена до робочої напруги, а частота буде знаходитись в діапазоні від 47,0 до 50,2 Гц. Встановлення допустимих меж для частоти виконується системним оператором після введення об'єкта в експлуатацію.

При аварійних умовах експлуатації для вітрових та фотоелектричних електростанцій потужністю більше 2 МВт застосовуються наступні вимоги.

Схема видача потужності вітрової та фотоелектричної електростанції повинна бути спроектована таким чином, щоб при нормативних аварійних відключеннях було виключено перевантаження елементів мережі, призначених для видачі потужності вітрової електростанції.

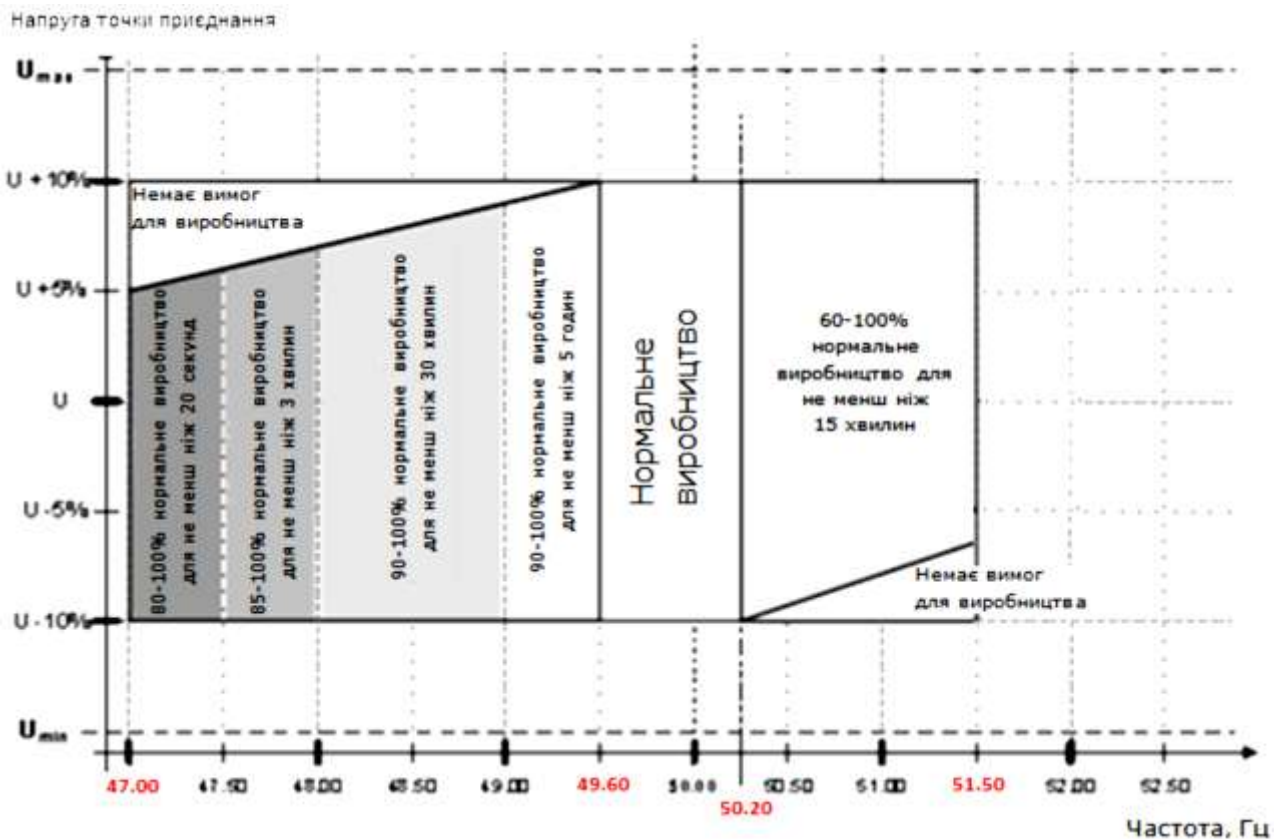


Рис. 17.1. Вимоги до генерації активної потужності в залежності від частоти і напруги для ВЕС та СЕС потужністю 150 кВт і більше

Вітрова та фотоелектрична електростанція повинна бути спроектована таким чином, щоб витримувати стрибкоподібні зміни фаз до 20° в точці приєднання без відключення чи зниження потужності генерації. Вітрова та фотоелектрична електростанція повинна після періоду регулювання, відновити нормальну потужність генерації не пізніше ніж через 5 с після того, як режимні параметри в точці приєднання повернуться до нормальних.

Вітрова та фотоелектрична електростанція повинна бути спроектована для роботи при спадах напруги відповідно до рис. 17.1 без відключення чи зниження генерації.

ВЕС та СЕС потужністю більше 2 МВт, додатково до вимог на рис. 17.1, повинна відповідати наступним вимогам щодо режиму її роботи:

- мати функцію регулювання активної потужності, яка б дозволяла оперативному персоналу ЦДП системи передачі та/або розподілу електричної енергії в мережі загального призначення управляти активною потужністю, яка видається до цієї мережі;
- витримувати короткочасне падіння напруги до $20\% U_{\text{ном}}$ в точці загального приєднання без відключення чи зниження потужності генерації за вимогами (зонами), наведеними на рисунку 17.2.

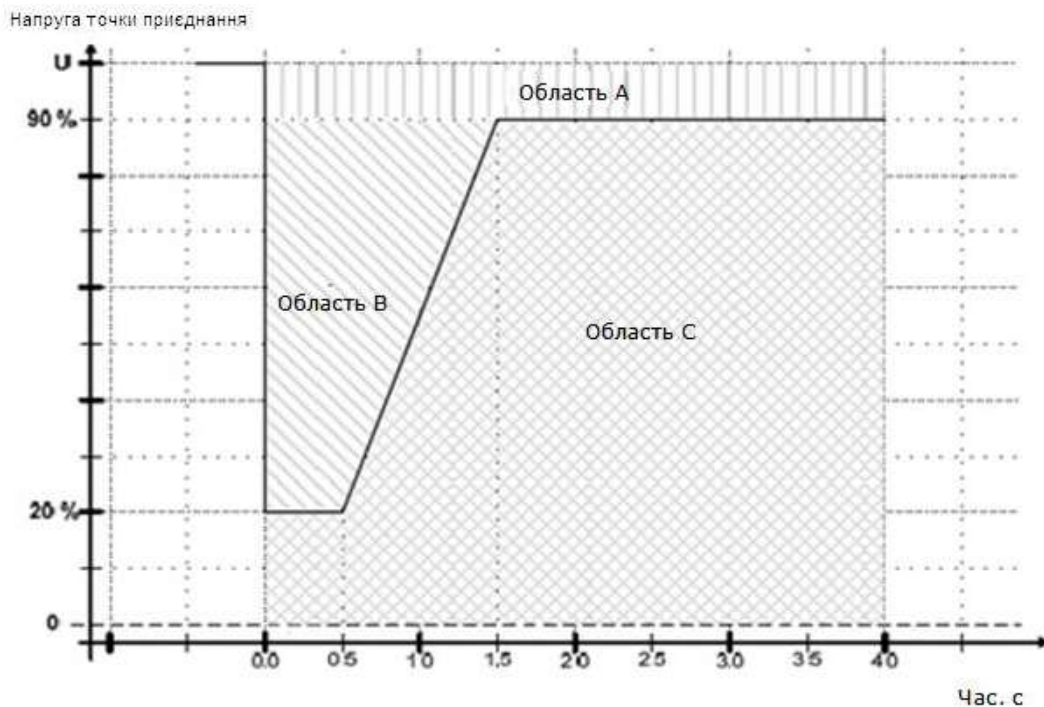


Рис. 17.2. Вимоги щодо роботи під час падінь напруги для ВЕС та СЕС потужністю більше 2 МВт

Наступні вимоги повинні бути дотримані у разі одно-, дво-, або трьохфазних коротких замикань:

- Область А: електростанція повинна залишатись підключеною до мережі і підтримувати нормальну генерацію.

- Область В: електростанція повинна залишатись підключеною до мережі. Електростанція повинна забезпечувати максимальне підтримання рівня напруги шляхом контрольованої генерації реактивної потужності, з метою сприяння стабілізації напруги у проектних межах, які дозволяються завдяки використанню наявних технологій.

- Область С: Дозволено відключення електростанції.

Якщо під час протікання аварійної ситуації напруга U повертається до області А, наступне падіння напруги необхідно розглядати як нову аварійну ситуацію. У разі виникнення декількох аварійних ситуацій в області В і переходу їх в область С – допускається відключення електростанції.

По можливості генерація активної потужності не повинна зменшуватись під час падіння напруги, однак вимушені зниження генерації активної потужності в проектній документації електростанцій випадку є прийнятними.

Усі ВЕС та СЕС потужністю 2 МВт і більше повинні мати функцію регулювання активної потужності, що дозволяла б за командами з ЦДП системи розподілу або системи передачі електричної енергії в мережі загального призначення управляти активною потужністю, з заданим градієнтом обмеження максимальної швидкості її зниження, який, як правило, це 10% Рн/хв.

ВЕС та СЕС потужністю менш ніж 2 МВт, для яких відсутня можливість управління потужністю за командами ЦДП, повинні бути оснащені автоматичним регулюючим пристроєм, що спрацьовує на зниження активної потужності у разі підвищення частоти до заздалегідь заданої уставки. Рекомендується застосовувати автоматичний регулюючий пристрій, встановлений на значення

частоти 50,2 Гц (або вище за рішенням ЦДП), який знижує поточну активну потужність, в залежності від поточної частоти відповідно до запрограмованого градієнта потужності, а при поверненні частоти нижче уставу спрацювання, повертає потужність до вихідного значення.

ВЕС або СЕС потужністю 25 МВт і більше має бути оснащена автоматичною системою регулювання активної потужності, яка б дозволяла дистанційно з ЦДП регулювати активну потужність електростанції та мала у своєму складі функції обмеження генерації, які використовуються для збалансування енергосистеми у разі виникнення аварійного надлишку активної потужності (підвищення частоти), для уникнення порушення умов паралельної роботи з енергосистемами сусідніх держав (ENTSO-E) чи перевантаження в електричній мережі загального призначення у зв'язку зі зміною топології мережі під час аварійних ситуацій (рис. 17.3).



Рис. 17.3. Функції обмеження активної потужності

До функцій обмеження генерації ВЕС та СЕС відносяться:

- абсолютне обмеження генерації – обмеження активної потужності електростанцій до наперед визначеного ліміту потужності (уставки) в ТЗП для захисту мережі загального призначення від перевантажень;
- дельта обмеження генерації – резерв активної потужності електростанцій, що створюється для регулювання частоти та задається уставкою у відсотках від можливої генерації електростанцій;
- обмеження градієнту потужності - обмеження максимальної швидкості, з якою активна потужність може змінюватися у разі зміни:
 - швидкості вітру для ВЕС;
 - інтенсивності сонячного випромінювання для СЕС;
 - уставок регулювання потужності ВЕС та СЕС.

ВДЕ-станція та будь-які компенсуючі пристрої, що відносяться до електростанцій, повинні залишатись підключеними до електричної мережі у разі виникнення аварійних ситуацій у електричних мережах загального призначення відповідно до табл. 17.1. Потужність вітрової та фотоелектричної електростанції повинна бути достатньою, щоб відповідати вимогам, зазначеним у табл.

17.1, якщо принаймні дві незалежні аварійні ситуації визначеного типу сталися протягом двох хвилин.

Таблиця 17.1. Типи аварійних ситуацій в електричних мережах та їх тривалість

Тип	Тривалість несправності
Трьохфазне коротке замикання	Коротке замикання тривалістю 150 мс
Двохфазне коротке замикання (міжфазне або коротке замикання на землю)	Коротке замикання тривалістю 150 мс, за яким виникає нове замикання через 0,5-3 с, тривалістю також в 150 мс
Однофазне коротке замикання (для мереж з ізолюованою нейтраллю)	Однофазове замикання тривалістю 150 мс, за яким виникає нове замикання через 0,5-3 с, також тривалістю в 150 мс

Запаси енергії допоміжного обладнання, такого як джерела резервного живлення, гідравлічні та пневматичні системи, повинні бути достатніми для забезпечення роботи вітрової та фотоелектричної електростанції принаймні при шести незалежних аварійних ситуаціях, протягом 5 хв.

Статична та коливальна стійкість енергосистеми

Окрім розрахункових аварійних ситуацій, визначених вище, при проектуванні вітрових та фотоелектричних електростанцій необхідно враховувати всі групи нормативних збурень та їх протяжність відповідно до СОУ-Н МЕН 40.1.00100227-68:2012 «Стійкість енергосистеми. Керівні вказівки». При збуреннях електростанція також повинна залишатись підключеною до електричних мереж загального призначення.

Що стосується стійкості паралельної роботи синхронних генераторів електростанцій, то традиційні методи та підходи до її аналізу достатньо вивчені. Однак, враховуючи особливості генерування електроенергії ВЕС та СЕС, існуюча методологічна база потребує розвитку та поширення на енергосистеми з потужними ВДЕ. Постають питання щодо стійкості як самих станцій на базі ВДЕ, так і їх впливу на стійкість існуючих електростанцій.

Відповідно до нормативних положень, стійкість енергосистеми – це здатність повертатися до усталеного режиму після різного роду збурень без переходу до асинхронного режиму, тобто зберегти синхронізм між електростанціями. Стійкість енергосистем визначається як статична та динамічна. Статична стійкість – це здатність енергосистем повертатися до усталеного режиму після малих збурень, за яких зміни параметрів дуже малі проти їх середніх значень; динамічна стійкість – це здатність енергосистем повертатися до усталеного режиму після значних збурень (коротке замикання, відключення будь якого елементу енергосистеми та ін.). Отже, різниця тут в розмірах збурень та характері викликаних ними процесів, які в усякому випадку є динамічними.

Невеликі збурення (флуктуації генерації чи навантаження, перемикання в схемах, тощо) кожен мить відбуваються в будь якій енергосистемі. Коливання роторів генераторів при малих збуреннях повинні бути ефективно демпфовані для того, щоб уникнути розгойдування та втрати коливальної (статичної) стійкості. Проведені дослідження показали, що для ОЕС України характерні (домінуючі) частоти коливань знаходяться в межах 0,2-1,2 Гц. Це стосується генераторів, безпосередньо приєднаних до електромережі, в яких електричні коливан-

ня в мережі пов'язані з механічними коливаннями роторів. Такі підходи справедливі для ВЕУ, що видають потужність безпосередньо в мережу, і стосуються переважно локальних мереж чи автономних споживачів.

Особливості динамічної стійкості. Згідно визначенню, динамічна стійкість – це здатність системи повертатися до усталеного режиму роботи після значних збурень, за яких зміни параметрів режиму порівнюють із значеннями цих параметрів. Перевірка динамічної стійкості енергосистеми здійснюється для нормативних збурень, до яких відносяться: вимкнення будь-якого елемента мережі або окремих зв'язків контрольованого перетину дією основного захисту внаслідок короткого замикання чи одночасного відключення двох повітряних ліній при однофазному короткому замиканні; раптове виникнення аварійного небалансу потужності.

Причинами виникнення аварійного небалансу потужності (не аварії!), згідно з СОУ-Н МЕН, можуть бути: відокремлення локальної енергосистеми від ОЕС; короткочасне порушення електропостачання через КЗ; вимкнення генератора або блока генераторів, приєднаних до мережі спільним вимикачем; раптова зміна перетоку потужності; вимкнення вузла навантаження, та ін.

Для стійкості самих ВЕС, що не використовують приєднані до мережі синхронні генератори, під поняттям «повертатися до усталеного режиму» слід розуміти здатність роботи без відключення від мережі при значних короткострокових спадах напруги. Таким чином, для ВЕС загальноприйняте визначення динамічної стійкості зберігається, але замість підтримання синхронізму вони повинні відповідати вимогам проходження режимів короткострокових спадів напруги, які зазвичай викликані короткими замиканнями в мережі.

В загальному випадку можливі два гіпотетичні сценарії: зростання потужності ВДЕ слідом за зростанням споживання електроенергії (тоді кількість підключених синхронних машин, швидше за все, залишиться незмінною); збільшення потужності ВДЕ відбувається за рахунок заміщення традиційних генераторів (число синхронних машин в мережі зменшиться, а середнє споживання збережеться або зросте). В результаті, частота в енергосистемі погіршується тільки якщо синхронні машини відключаються.

Приклади порівняльних стрибків потужності ВДЕ та навантаження для типових споживачів за результатами синхронних записів (Запорізька обл., 2016р.) зображено на рис. 17.4.

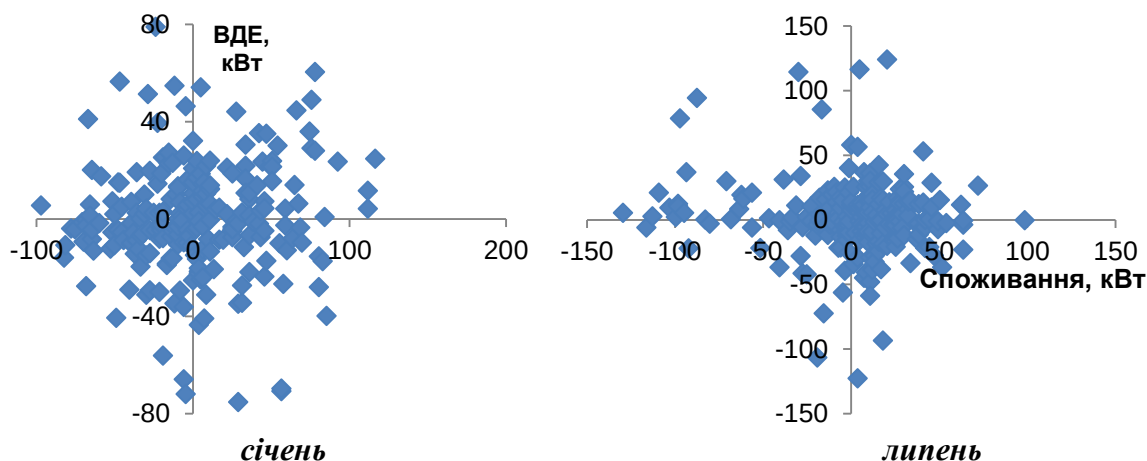


Рис. 17.4 – Синхронні стрибки потужності ВДЕ та споживання

Нормативні збурення активної потужності. Особливості впливу ВДЕ на стійкість енергосистеми визначаються тими збуреннями, які спричинені неконтрольованим характером їх енергії. Мова йде про статичну та динамічну стійкості, причому статична стійкість обумовлена меншими збуреннями, отже її порушення може виникнути в першу чергу. Відповідно до нормативних вимог розрахунки статичної стійкості енергосистем здебільшого можна виконувати з перевіркою тільки аперіодичної стійкості.

Коливальна стійкість є особливим видом статичної стійкості. В якості прикладу розглянемо фактори впливу ВЕС, оскільки вітроустановки мають механічну складову коливань потужності. При аналізі впливу ВЕС на коливальну стійкість енергосистеми належить виявити наявність періодичного збурення. Для цього слід проаналізувати наявні масиви вимірів швидкостей вітру та сформулювати можливе збурення. Як показують дослідження статистичних даних, періодична складова швидкості вітру спостерігається лише в добовому вимірі, при цьому її амплітуда незначна порівняно з нерегулярною складовою (рис. 17.5).



Рис. 17.5. Періодична складова швидкості вітру в місячному часовому ряді

Отже, вплив ВЕС на коливальну стійкість енергосистеми можна вважати неістотним через відсутність періодичного збурення на критичних частотах. Суттєвим може вважатися такий фактор, як раптове виникнення аварійного небалансу потужності, спричинене вимкненням генератора чи блока генераторів, або раптова значна зміна перетоку потужності через контрольований перетин. Найбільш цікавими з цієї точки зору видаються такі зміни швидкостей вітру, для яких характерні значні стрибки потужності ВЕУ – стрімке зростання чи аварійне відключення. Як показують дослідження швидкостей вітру на різних площадках в місцях переважного будівництва ВЕС в Україні, частість великих (понад 20 м/с) швидкостей вітру є незначною навіть на висотах порядку 100 м (висота осі ротора сучасних ВЕУ). Натомість швидкості в діапазоні 5-9 м/с є найбільш поширеними (рис. 17.6).

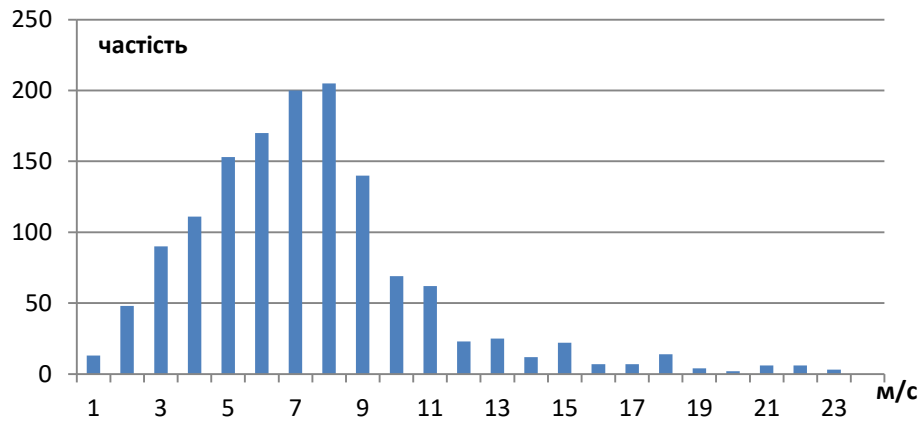


Рис. 17.6. Приклад гістограми швидкостей вітру (Одеса, лютий 2012 р.)

Отже, раптове вимкнення ВЕС є менш імовірним, ніж просто коливання потужності. До того ж вимкнення окремих ВЕУ при перевищенні максимально допустимої швидкості вітру відбуваються індивідуально, а в масштабах станції таке відключення буде поагрегатним, поступовим. Виняток становитимуть випадки аварійного вимкнення всієї ВЕС, але така імовірність характерна для електростанцій будь-якого типу.

Запас статичної стійкості. Крім впливу ВЕС безпосередньо на межу стійкості найбільший вплив слід очікувати на існуючі запаси зі стійкості. Хоча вплив ВЕС на межу стійкості незначний та пропускну здатність перетину майже не змінюється, але додаткове навантаження (або розвантаження) перетину в нормальному режимі внаслідок вітрової генерації певним чином впливає на запас стійкості, який визначається як різниця між поточним та граничним за стійкістю завантаженням перетину. При перевищенні активною потужністю максимально допустимого значення виникає перехідний режим – від початку збурення до закінчення електромагнітних та електромеханічних процесів, викликаних цим збуренням, який протікає між нормальним та післяаварійним режимами. Післяаварійний режим – це усталений режим, який характеризується зниженими запасами стійкості. Його тривалість визначається часом, необхідним диспетчеру для зміни режиму із забезпеченням нормативних запасів зі стійкості (як правило, не більшим ніж 20 хв.). Протягом цього часу виникнення додаткових збурень (тобто накладання розрахункових аварій на аварію) не розглядається. Отже, при оцінці впливу ВЕС на стійкість енергосистеми належить установити, наскільки суттєві збурення може спричинити змінний характер їх поточної потужності, і чи можливо буде при цьому забезпечити нормативні запаси стійкості.

Під час експлуатації для контролю за дотриманням нормативних запасів статичної стійкості, як правило, використовують значення поточних перетоків активної потужності. Відповідно до СОУ-Н, вплив перепадів потужності на стійкість визначається за таким показником, як коефіцієнт запасу статичної стійкості з активної потужності в перетині:

$$K_P = (P_{ГР} - P - \Delta P) / P_{ГР}, \quad (17.1)$$

де $P_{ГР}$ – активна потужність, яка передається через контрольований перетин, у граничному за статичною стійкістю режимі, МВт;
 P – перетік потужності в контрольованому перетині в режимі, що

розглядається, $P > 0$, МВт;

ΔP – амплітуда нерегулярних коливань активної потужності в контрольованому перетині, МВт.

Під впливом нерегулярних коливань перетік змінюється в межах $P \pm \Delta P$. Нормативні запаси стійкості наведено в табл. 17.2.

Таблиця 17.2. Значення показників стійкості енергосистеми

Перетік у перетині	Мінімальний коефіцієнт запасу з активної потужності K_p	Мінімальний коефіцієнт запасу з напруги K_u	Групи збурень, за яких повинна забезпечуватись стійкість у перетині	
			За нормальної схеми	За ремонтної схеми
Нормальний	0,20	0,15	I, II, III	I, II*, III**
Обважнений	0,20	0,15	I, II	I
Вимушений (післяаварійний)	0,08	0,10	–	–

Зазначений коефіцієнт запасу є досить інформативним і має узагальнений характер, дозволяючи контролювати віддаленість поточного режиму від межі стійкості. Відповідно до СОУ-Н K_p має бути не меншим ніж 0,2 в нормальному чи обважненому режимі, та 0,08 у післяаварійному режимі. Отже, для контрольованого перетину можна визначити максимально допустимий перетік активної потужності, що дорівнює:

$$P_{MD} = P_{GP}(1 - K_p) - \Delta P. \quad (17.2)$$

Для дотримання нормативного значення K_p оперативно-диспетчерський персонал має забезпечувати умову: $P \leq P_{MD}$.

Значення ΔP в перетині звичайно визначають за результатами вимірювань (нерегулярні коливання мають період від 2 хв. до 60 хв.); за відсутності вимірювань їх розраховують за формулою:

$$\Delta P = K \sqrt{\frac{P_{H1} \cdot P_{H2}}{P_{H1} + P_{H2}}}, \quad (17.3)$$

де P_{H1} , P_{H2} – сумарні потужності навантаження (для режиму максимальних навантажень) з кожної із сторін перетину, МВт;

$K=1,50$ – за ручного регулювання перетоку потужності в перетині;

$K=0,75$ – за автоматичного регулювання та обмеження перетоку.

Характер випадкових коливань потужності в умовах України. Нехай формули (17.1-3) визначають роботу «чистої» енергосистеми (без помітної участі ВЕС). Теоретично найбільше значення нерегулярної (випадкової) складової ΔP відповідно до (17.3) досягається при умові $P_{H1}=P_{H2}=P_H$. Наприклад, якщо $P_H=30$ ГВт (вся енергосистема України), і $K_p=0,2$ (навантаження близьке до максимально допустимого), то $\Delta P = 0,003 \cdot P_H = 92$ МВт. Для обмеженого перетину, наприклад при $P_H=1$ ГВт, і ручному регулюванні: $\Delta P = 0,034 \cdot P_H = 34$ МВт. Як бачимо, відносний розмах випадкових коливань потужності теоретично зростає при зменшенні потужності в контрольованих перерізах, і становить 1-4%.

Аналіз фактичних змін поточної потужності енергосистеми України показує наявність стійкого добового осередненого рівня споживання, характер

якого залежить від пори року (тривалості світлового часу, температурного режиму, тощо). Оскільки характер осередненої кривої досить плавний, таку форму добового ходу потужності можна вважати прогнозованою; випадковий характер мають нетривалі коливання навколо цієї кривої.

Робота ВЕС також характеризується наявністю деякої середньої потужності P_w та стохастичної складової ΔP_w , поточна потужність також розглядається як функція часу. В нормальному режимі середня потужність може вважатися добре прогнозованою на короткотривалу перспективу, і має враховуватися як контрольований параметр: $P = P_H + P_w$. Які ж обмеження мають бути накладені на стохастичну складову? Нехай саме раптова зміна потужності ВЕС спричинила вихід за межу статичної стійкості. Тоді допустима стохастична складова потужності ВЕС визначає величину аварійно допустимого перетоку в перетині. Враховуємо, що аварійний небаланс потужності, спричинений вимкненням генератора або групи генераторів, або раптова значна зміна перетоку потужності належать до групи збурень, за яких необхідно забезпечувати як нормативні запаси статичної стійкості в післяаварійних режимах, так і динамічну стійкість, причому мінімальні значення коефіцієнтів запасу з активної потужності в перетинах нормують за умови статичної стійкості енергосистеми.

Враховуючи мінімальні значення коефіцієнта запасу статичної стійкості в нормальному та післяаварійному режимах, з (17.1) отримуємо максимально допустиму величину стохастичної складової:

$$\Delta P_w \leq 0,12 \cdot P_{GP} = 0,15 \cdot P_H. \quad (17.4)$$

Поточне значення стохастичної складової залежить від того, що вважати контрольованим перетином і яка кількість вітроустановок знаходиться за ним. Теоретично одинична ВЕС може змінювати потужність від нуля до номінального значення за короткий час, причому ці значення мають певну ненульову імовірність. Отже, стохастична складова може вважатися рівною номінальній потужності ВЕС. Тоді умова (17.4) визначає обсяги вітрової енергетики, що можуть бути впроваджені без порушення вимог стійкості енергосистеми (за умови, що інших збурень під час раптової зміни потужності ВЕС не відбувається). Однак при зростанні кількості ВЕС та їх розосередженні з'являється певна обмежена область гарантованих значень сумарної потужності, а нульові та номінальні потужності мають неістотну імовірність. Таким чином, при збільшенні умовного контрольованого перетину і зростанні за ним кількості ВЕС зростає постійна складова потужності P_w , натомість відносна частка стохастичної складової ΔP_w зменшується, і умова (17.4) виконується з більшою імовірністю.

При складанні потужностей традиційної енергосистеми та ВДЕ їх екстремуми можуть співпасти тільки випадковим чином, як для незалежних випадкових величин (див. рис. 17.4). Кореляція між відхиленнями (стрибками) цих потужностей відсутня. Отже, виконання умови (17.4) має стосуватися різниці між випадковими складовими потужності енергосистеми з інтегрованими ВЕС та «чистої» енергосистеми:

$$\Delta P_{H+W} - \Delta P \leq 0,12 \cdot P_{GP} = 0,15 \cdot P_H \text{ (або 15\%)}. \quad (5)$$

Як показує досвід, зміна потужності ВЕС не може відбуватися миттєво. Середній темп змін – 5% на годину (мова йде про групи вітростанцій в окремих регіонах). Щодо змін за одну хвилину – зафіксовано максимальні значення 0,5-0,8% номінальної потужності. Стосовно енергосистеми, тривалість неконтрольованої зміни потужності не регламентується, нормативні збурення у вигляді короткого замикання чи відключення енергоблоку відбуваються практично миттєво, а тривалість післяаварійного режиму визначається часом, необхідним для забезпечення нормативних запасів зі стійкості (до 20 хв.). Граничні перетони визначають з урахуванням перевантаження устаткування, яке допускається протягом 20 хв. Отже, за збурення можна вважати зміни потужності тривалістю до 20 хв. За цей час потужність ВЕС може змінитись приблизно на 15% від номінального значення, що й можна вважати за неконтрольовану (стохастичну) складову ΔP_w . При зростанні кількості ВЕС та ареалу їх розташування сумарна потужність змінюється плавніше, ніж у випадку одиночної ВЕС.

Аналіз місячних обсягів даних потужності ОЕС України в цілому, фіксованих з годинним інтервалом, вказує на зміну потужності енергосистеми в межах $\pm 20\%$ середнього значення, а з імовірністю 0,95 – $\pm 16\%$, тоді як одиничні неконтрольовані стрибки потужності за годину становлять близько 4%, а з імовірністю 0,95 – 3%, або 0,9 та 0,7 ГВт відповідно (взимку абсолютні значення дещо більші, а відносні – менші, ніж влітку).

Якщо розглядати енергосистему з інтегрованими ВЕС сумарною потужністю до 2 ГВт (відповідно до планів на 2020 рік), то одиничні стрибки потужності за годину зростуть до 1,0 ГВт (з імовірністю 0,95 – до 0,4 ГВт).

Отже, максимальне зростання неконтрольованої зміни потужності за годину становитиме до 100 МВт (а з імовірністю 0,95 – до 40 МВт) при робочій потужності енергосистеми на рівні 20-30 ГВт, тобто не більше 0,5%. Це значно менше, ніж передбачено вимогами до статичної стійкості. Однак це стосується всієї енергосистеми. Якщо розглядати локальні контрольовані перетини, то вплив ВЕС на стійкість визначатиметься співвідношенням потужностей вітрових та традиційних станцій за перетином.

Для вітчизняних ВЕС, розташованих уздовж північного узбережжя Азовського та Чорного морів, розподіл амплітуди стрибків потужності одиночної ВЕС та еквівалентної сумарної потужності для групи з 6-ти ВЕС має характер, зображений на рис. 17.7 (у відсотках до номінальної потужності ВЕС). Використано метод імітаційного моделювання, часовий інтервал 15 хв. Якщо максимальний стрибок потужності одиничної ВЕС досягає 38% номінальної потужності, і з імовірністю 0,95 не перевищує 25%, то для групової ВЕС максимальні стрибки не вищі за 20%, а з імовірністю 0,95 – 10%. Дані значення розглядаються як максимально можливі.



Рис. 17.7. Приклад гістограми розподілу стрибків потужності ВЕС

Середня потужність ВЕС знаходиться, як правило, в межах 20-40% від номінальної потужності. Враховуючи, що мінімально допустимий коефіцієнт запасу активної потужності K_P (17.1) дорівнює 0,2 в нормальному та об'єднаному режимах, і 0,08 у вимушеному (післяаварійному), то максимальна зміна величини перетоку ($P \pm \Delta P$) має не перевищувати $0,12P_{ГР}$ (або 12%). Для ВДЕ це досить високий рівень; так, відповідно до Національного плану дій з впровадження ВДЕ на період до 2020 року сумарна енергія всіх відновлюваних джерел має досягти 11% загального споживання електроенергії, але практично половину зазначеного обсягу складатимуть цілком контрольовані ГЕС.

Звичайно, при первісно малих запасах стійкості та низькій здатності енергосистеми до регулювання вимоги щодо додаткового джерела неконтрольованої потужності можуть бути більш жорсткими; це проблеми, що стосуються всієї традиційної енергетики. До того ж у розрахунках динамічної стійкості вузлів, до яких підключено ВЕС, треба враховувати їх можливе відключення стаціонарними засобами у разі значних відхилень напруги та/або частоти в мережі енергосистеми, з уставками спрацьовування, що вибирають з урахуванням технічних вимог виробника обладнання ВЕС, як передбачено СОУ-Н. Це збільшує імовірність раптового вимикання окремої вітростанції (для їх групи одночасне вимкнення є малоімовірним). Виходячи з потреб у забезпеченні стійкості, умови вимкнення ВЕС мають бути певним чином регламентованими; прикладом регламентації є вимоги до ВЕС та СЕС потужністю більше 150 кВт, яким мають відповідати уставки виробника обладнання.

План проведення дослідження впливу ВЕС на *динамічну* стійкість традиційних електростанцій передбачає проведення наступних розрахунків:

- аналіз динамічної стійкості блоків електростанцій в поточній схемі;
- аналіз динамічної стійкості блоків електростанцій в перспективній схемі, що відповідає часу вводу в експлуатацію ВЕС;
- аналіз динамічної стійкості блоків електростанцій в перспективній схемі з урахуванням ВЕС.

Якщо розглядати не взяті окремо вітроенергетичні станції, а зміну мінливості існуючої електроенергетичної системи при приєднанні до неї вітрових потужностей, то зростання максимальних стрибків потужності (в годинному інтервалі) при приєднанні 2 ГВт потужностей ВЕС, зазначених в Національному плані дій, становитиме близько 0,3% максимальної потужності енергосистеми

(табл. 17.3). Такий рівень надто незначний з точки зору вимог до запасу стійкості по активній потужності.

Таблиця 17.3. Показники потужності ОЕС та розподілу фактичних стрибків (ГВт)

генерація	Максимальна потужність ОЕС	Середня потужність ОЕС	СКВ стрибків	Максимум стрибків 99,9%	Максимум стрибків 95%
Червень, лише ОЕС	21,65	18,51	0,333	0,85	0,69
ОЕС+ ВЕС 2 ГВт	22,55	18,85	0,362	0,96	0,73
Лютий, лише ОЕС	31,78	26,44	0,380	0,93	0,76
ОЕС+ ВЕС 2 ГВт	33,14	27,11	0,400	1,03	0,79

Отже, динамічні процеси в системі енергопостачання, спричинені наявністю мінливої відновлюваної енергетики, можуть впливати на рівень запасів статичної стійкості, коливальної та динамічної стійкості. Вплив на коливальну стійкість енергосистеми вважається неістотним через відсутність періодичного збурення на критичних частотах, однак слід брати до уваги непрямий вплив на демпфувальні властивості енергосистеми через заміщення традиційної енергетики. Вплив на межу статичної стійкості також незначний, але додаткове навантаження (або розвантаження) перетину певним чином впливає на запас стійкості. Що стосується динамічної стійкості, то усунення загрози аварійного небалансу досягається створенням резерву потужностей та заходами прогнозування. Однак потрібно дотримуватись певних правил, що знижують ризики аварійних ситуацій – при проектуванні ВЕС попередньо розраховувати показники стійкості в можливих перетинах, уникати високих концентрацій ВЕС на обмеженій території, забезпечувати прогнозування швидкості вітру, узгоджувати уставки спрацьовування ВЕС з операторами мереж, тощо.

З часом вітроенергетиці доведеться взяти на себе відповідальність у підтриманні напруги та частоти в енергосистемі у разі широкого впровадження ВЕС. Це технічно можливо, оскільки сучасні вітротурбіни є дійсно програмованими, і вони досить гнучкі щодо швидкого керування генеруванням активної і реактивної потужностей в проектних межах. ВДЕ, аналогічно до традиційних електростанцій, мають бути здатні зробити свій внесок у підтримку частоти, в основному за допомогою безперервної модуляції активної потужності.

Лекція 18

Моделі спільної роботи теплових та вітро-сонячних електростанцій. Вітро-дизельні електростанції

Розробка структури і заступної схеми систем енергопостачання на основі вітроелектричних та теплових генераторів

Побудова систем енергопостачання на базі відновлюваних джерел енергії базується на вирішенні сукупності питань задачі «джерело–споживач». В залежності від умов роботи з навантаженням та способу побудови алгоритму керування, дані системи можна поділити на:

- сингулярні – використовують один вид відновлюваних джерел енергії, де потужність генеруючого обладнання або співмірна, або більше сумарної потужності споживачів (навантаження);
- локальні – до складу таких систем крім генеруючого обладнання на базі ВДЕ входять і генеруючі установки з тепловими двигунами – дизель-, бензо- та газогенераторні установки. При цьому утворюються два незалежні джерела живлення електропостачання, що можуть працювати окремо або паралельно на споживача.

Існує кілька класів вітро-дизельної системи.

Клас 1 є найпростішим. У ньому використовується стандартний вітровий агрегат (ВА) мережевого використання з асинхронним генератором АГ (рис 18.1), який працює з постійним включенням на збірні шини ЗШ споживача. До комплекту обладнання ВА введено автоматичне регульоване навантаження РН, що запобігає перевантаженню ВА при високих швидкостях вітру за рахунок зниження частоти обертання до заданого розрахункового рівня. Стандартна дизель-електрична установка (ДЕУ) працює постійно, забезпечує реактивною енергією асинхронний генератор (АГ). Повна (100%) частка участі у графіку навантаження вітроагрегату вважається допустимою. Економія палива буде визначатися ступенем зниження споживання палива при частковому завантаженні дизельного двигуна.

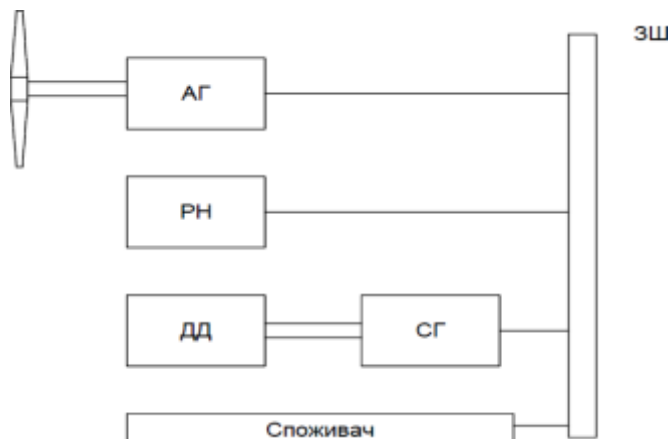


Рис. 18.1. Блок-схема ВДУ класу 1:

ВА - вітроагрегат; АГ - асинхронний генератор; РН - регулююче навантаження;
ЗШ - збірні шини; ДД - дизель двигун; СГ - синхронний генератор.

У ВДЕС класу 1 економія палива буде невеликою, але система виявляється гранично простою і прийнятною в тих випадках, коли фактор максимуму надійності більш важливий, ніж максимум економії палива.

Схема ВДУ класу 2 наведена на рис 81.2. У ній в конструкцію ДЕС внесені зміни між дизельним двигуном (ДД) і синхронним генератором (СГ) встановлені сполучна муфта (СМ) і невеликий інерційний акумулятор (ІА). Вітроагрегат так само, як і в класі 1, має асинхронний генератор (АГ). Коли вітер сильний і ВА один здатний забезпечити необхідну споживачем потужність, ДЕУ припиняє роботу і муфта СМ від'єднує інерційний акумулятор ІА з генератором СГ від дизельного двигуна ДД. Генератор СГ буде продовжувати обертання, забезпечуючи АГ реактивною енергією.

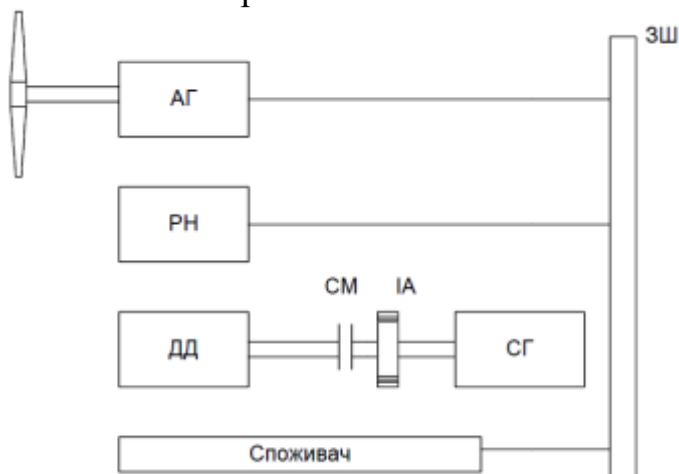


Рис. 18.2. Блок-схема ВДУ класу 2:

ВА - вітроагрегат; АГ - асинхронний генератор; РН - регулююче навантаження; ЗШ - збірні шини; ДД - дизель двигун; СГ - синхронний генератор; СМ - сполучна муфта; ІА - інерційний акумулятор

У випадку, коли потужність, що розвиває вітроагрегат, починає перевищувати потреби споживачів енергії, автоматично включається регульоване навантаження РН, що забезпечує зниження частоти струму до стандартного рівня 50 Гц. Інерційний акумулятор ІА забезпечує деяке згладжування коливань частоти струму і прискорює процес запуску ДД при спадах швидкості вітру, не допускаючи значного зниження частоти струму. Інерційний акумулятор не має великого запасу енергії, оскільки він представляє собою обертовий металевий диск. Інерційний акумулятор може забезпечити розрахункову потужність тільки протягом 1-2 секунд під час запуску ДД.

Схема ВДЕС класу 3 (рис. 81.3) відрізняється від попереднього варіанту введенням до складу ВДУ акумулятора енергії АЕ, яким може служити акумуляторна батарея, гідравлічний акумулятор та інші джерела енергії, що перетворюють первинну енергію в електричну. Ємність АЕ може бути різною: в одних випадках ємність АЕ розраховується, виходячи з умови забезпечення працездатності ВДУ при перервах енергопостачання від ВА протягом декількох хвилин, а в інших - вважається необхідним мати АЕ, що забезпечує працездатність системи протягом 2-3 годин. В останньому випадку ДЕС не працює тривалий період часу без шкоди для споживачів енергії. Економія палива при використанні ВДУ класу 3 у районах із сприятливими умовами досягає високого рівня. Використання інерційного акумулятора і сполучної муфти додатково підвищує ефективність ВДУ за рахунок можливості зниження часу роботи ДД за сприятливих вітрових умов.

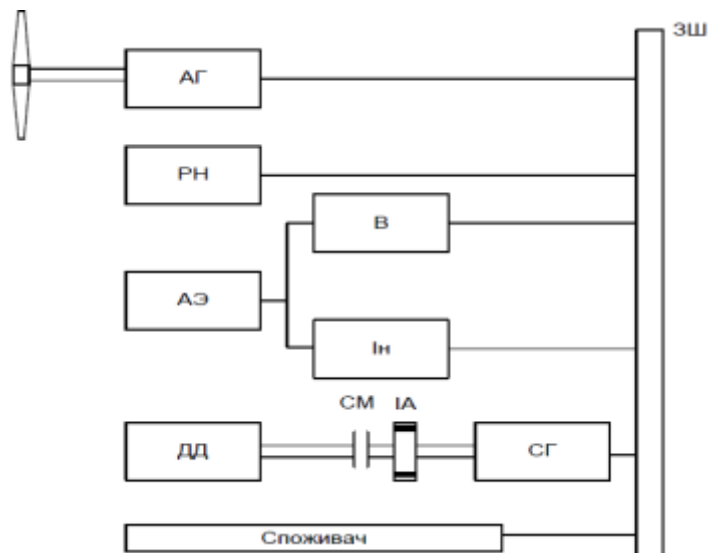


Рис. 18.3. Блок-схема ВДУ класу 3:

ВА - вітроагрегат; АГ - асинхронний генератор; РН - регулююче навантаження; ЗШ - збірні шини; ДД - дизель двигун; СГ - синхронний генератор; СМ - сполучна муфта; ІА - інерційний акумулятор; АЕ - акумулятор енергії; В - випрямляч; Ін - інвертор

ВДЕС класу 3 має можливості для досягнення максимальної економії палива. Система контролю і управління роботою комплексу повинна бути комп'ютерною, щоб забезпечити виконання всіх необхідних операцій. Експлуатація ВДУ вимагає наявності штату кваліфікованих фахівців, які зможуть проводити її налагодження та технічне обслуговування. Можлива частка енергії, яку може забезпечити вітроагрегат при сприятливих вітрових умовах досягає 50%. До цього рівня наближається і економія дизельного палива.

Коли електрична енергія від ВЕУ, яка генерується при певній швидкості вітру більша, ніж навантаження споживача, постає питання зниження напруги та частоти на виході генератора. У цьому випадку необхідно забезпечити демпфування надлишкової потужності. При можливості зайва потужність направляється на деяке вторинне використання типу обігрівачів приміщень або в систему внутрішнього гарячого водопостачання. Схема системи з демпфуючим навантаженням наведена на рис. 18.4.

Найчастіше вітродизельна система складається з таких компонентів:

- одна або декілька вітроустановок;
- одна або декілька дизельних установок;
- навантаження споживача;
- додаткове кероване або демпфуюче навантаження;
- система акумуляування енергії;
- блок управління (включаючи управління навантаженням).

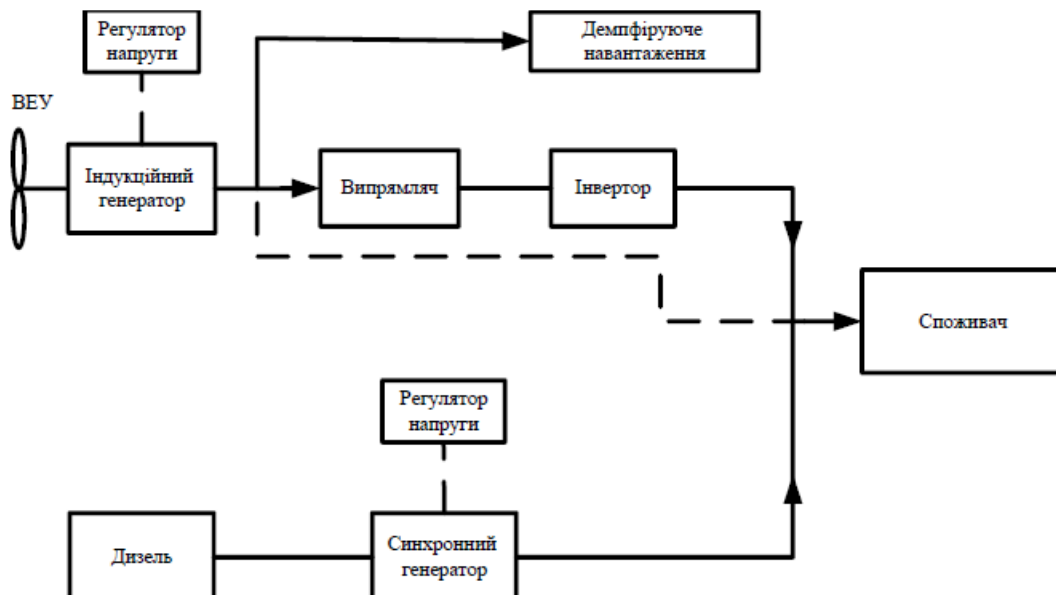


Рис. 18.4. Схема вітродизельної системи з демпфуючим навантаженням

Найбільш типові структурні схеми локальної вітроенергетичної системи, що складаються із функціональних блоків: вітроелектроагрегата, акумуляторного блока з контролером режиму роботи, теплового двигуна, синхронізуючого блока роботи вітроустановки і теплового двигуна, зображено на рис. 18.5.

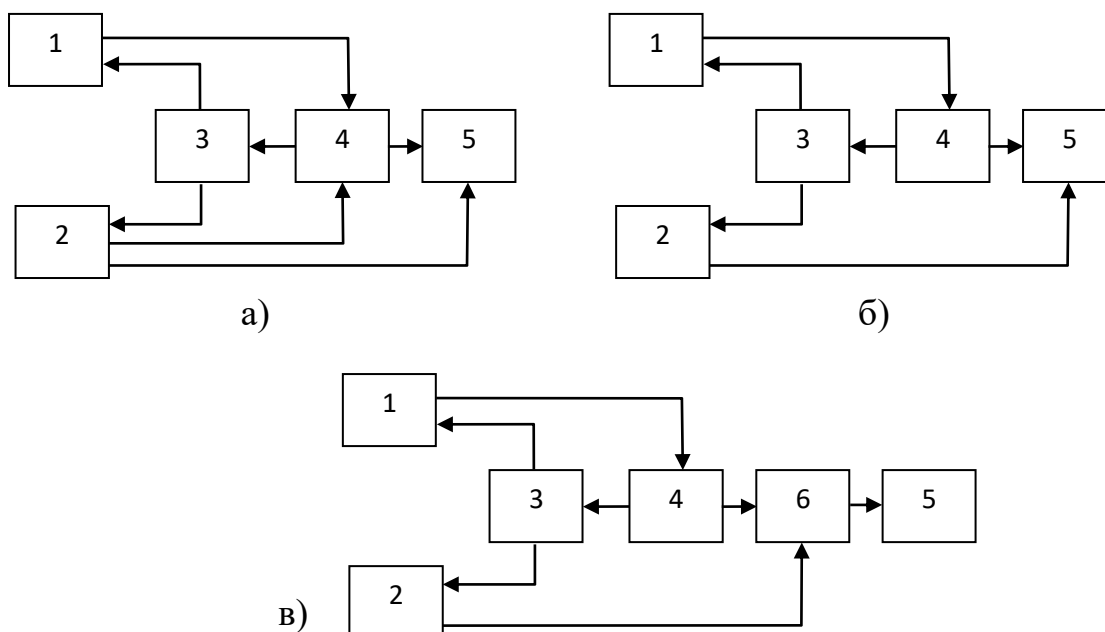


Рис. 18.5. Структурні схеми локальної вітроенергетичної системи

1 – вітроелектроагрегат; 2 – тепловий двигун; 3 – контролер; 4 – акумуляторно-інверторний блок; 5 – споживач; 6 – синхронізатор

Алгоритм функціонування даної системи, як сукупність залежностей, що визначає необхідне виконання заданого процесу забезпечення енергією споживача, описується за допомогою орієнтовних графів даних структур (рис. 18.6).

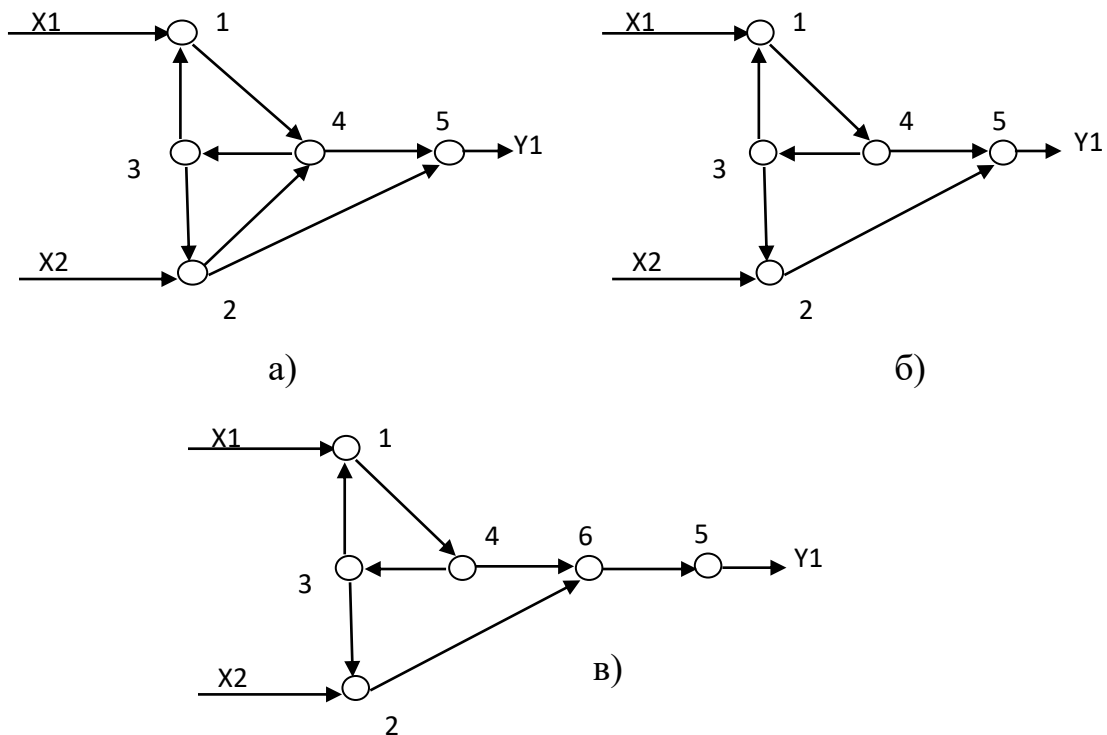


Рис. 18.6. Графи локальної вітроенергетичної системи

Вузлами графа є структурні складові системи. Ребра – потоки енергії між вузлами. $X1$ – потік надходження енергії вітру, $X2$ – потік надходження традиційного виду енергії (пальне, газ), $Y1$ – потік потреб енергії від споживача.

Перетворення потоків енергії в локальній системі при забезпеченні потреб споживача проходить по одному з наступних сценаріїв:

– за схемою а:

$$\begin{cases} X1 \rightarrow k_1 X1 \rightarrow k_1 k_2 X1 & \text{при } X1 > Y1 \\ X2 \rightarrow k_3 X2 \rightarrow k_2 k_3 X2 & \text{при } X1 = 0 \\ X2 \rightarrow k_3 X2 & \text{при } Y1 > X1 \text{ та } X1 = 0 \end{cases}$$

– за схемою б:

$$\begin{cases} X1 \rightarrow k_1 X1 \rightarrow k_1 k_2 X1 & \text{при } X1 > Y1 \\ X2 \rightarrow k_3 X2 & \text{при } Y1 > X1 \text{ та } X1 = 0 \end{cases}$$

– за схемою в:

$$\begin{cases} X1 \rightarrow k_1 X1 \rightarrow k_1 k_2 X1 X2 & \text{при } X1 > Y1 \\ X2 \rightarrow k_3 X2 \rightarrow k_2 k_4 X2 & \text{при } X1 = 0 \\ X2 \rightarrow k_3 X2 \rightarrow (k_1 k_2 X1 - k_3 X2) k_4 & \text{при } Y1 > X1 \text{ та } X1 \neq 0 \end{cases}$$

де k_1, k_2, k_3, k_4 – коефіцієнти узгодження вузлів графа, відповідно вітроенергоустановки, акумуляуючого блоку, теплового двигуна та синхронізатора, кожний з яких менше 1.

Порівняння схеми б і в за енергетичним балансом, показує, що послідовне під'єднання блоку d, знижує величину потоку енергії до споживача на величину k_4 . Тобто схема б має певні енергетичні переваги перед схемою в. Але за схемою б забезпечення споживача енергією проводиться або від потоку $X1$, або від потоку $X2$. В той же час за схемою в споживач під'єднується на загальну мере-

жу локальної системи, що підвищує як надійність енергозабезпечення, так і приєднану потужність споживачів.

Потреби споживача в часі можуть бути:

- жорстко заданими виробничою програмою рівномірно протягом доби (при цьому робочий цикл незмінний протягом року);
- жорстко заданим виробничою програмою нерівномірно протягом доби;
- мають випадковий характер.

В даному випадку «джерело» складається із двох блоків: вітроенергетичного, готовність якого визначається вітрорежимним характером місцевості, що має випадковий характер, та тепловидвигунного (бензо–, дизель– або газогенераторна станція), готовність якого визначається резервним його призначенням.

З точки зору періоду **часу обслуговування споживача**, робота блоків визначається його категорією за надійністю енергопостачання. Так для першої категорії час очікування може дорівнювати тільки часу автоматичного відновлення живлення. Для другої категорії – не більше 0,5; 4 та 10 годин в залежності від впливу електроприймача на технологічний процес. Для третьої категорії – не більше 24 годин.

Система забезпечення споживача від відновлюваних джерел енергії повинна бути упорядкованою, тобто енергоживлення проводиться спочатку від вітроенергетичного блоку і тільки тоді, коли він не здатен виконати вимоги споживача – приєднується резервний блок (з тепловим двигуном).

Призначення електричних машин у вітро-дизельній системі

Типове обладнання існуючих ВДЕС зображено на рис. 18.7.

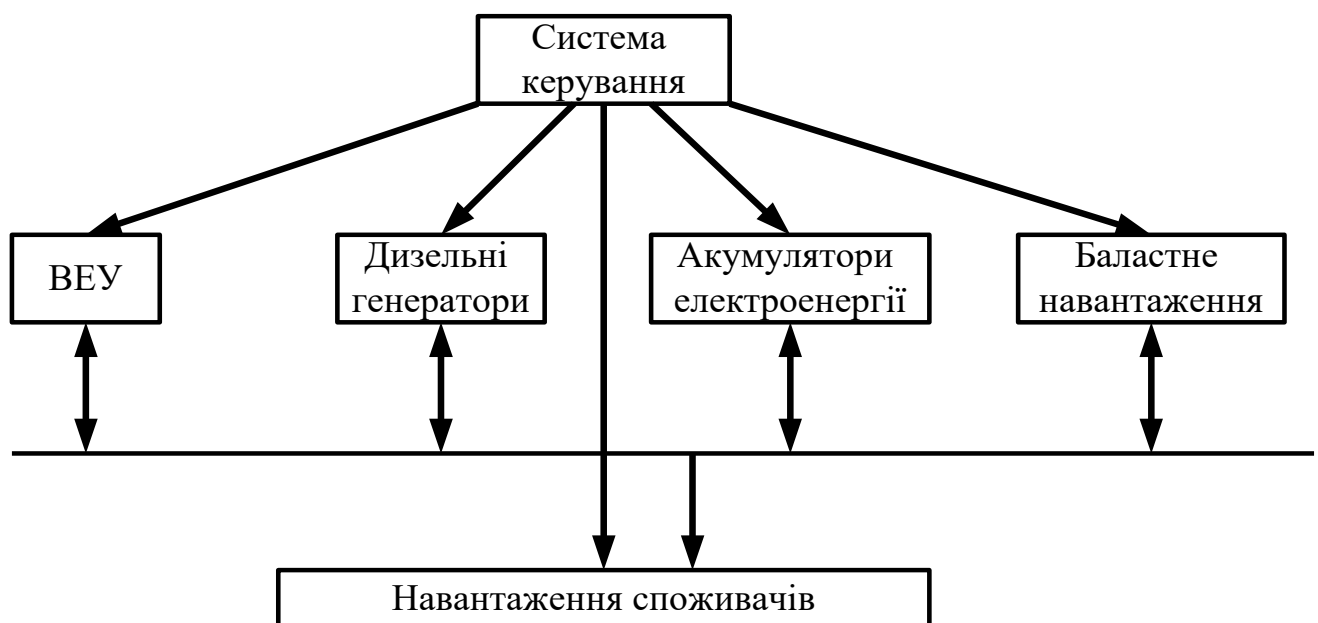


Рис. 18.7. Структурна схема гіпотетичної вітро-дизельної системи

Дизельні генератори. Вітро-дизельна електростанція повинна бути обладнана декількома дизельними генераторами різних потужностей. Вони є основними електричними машинами, які забезпечують безперервну подачу електроенергії споживачам.

Номинальна потужність найбільшого дизеля визначається піком навантаження від споживача. Сума номінальних потужностей решти дизель-генераторів повинна бути на рівні номінальної потужності найбільшого дизеля. Цим досягається як ефективне використання дизельних двигунів, так і резервування дизель-генераторів.

Ліміт мінімального навантаження дизелів діє як бар'єр, що обмежує збільшення використання вітрової енергії в дизельній енергосистемі. Щоб досягти більш високий рівень проникнення вітру в дизельних енергосистемах, необхідно впровадили дизельні двигуни, які можуть працювати при дуже низькому навантаженні, як правило нижче 10% від номінальної потужності двигунів.

Дизельні генератори забезпечуються регуляторами напруги і частоти, вони обладнуються стандартними датчиками температури і тиску масла. Дизельний двигун і синхронний генератор повинні мати спеціальний інтерфейс, що забезпечує сполучення дизель-генератора з системою управління.

Вітрові електричні установки. ВЕУ відносяться до основного енергетичного устаткування електростанції. ВЕУ в вітро-дизельній електростанції являють собою стандартні електричні установки, призначені для видачі електричної енергії в мережу.

Кількість ВЕУ можна легко збільшувати при необхідності, так як для їх приєднання до електростанції необхідно лише забезпечити наявність силових кабелів і ліній управління. ВЕУ потрібно встановлювати в зручному з точки зору вітрового потенціалу місці, незалежно від місця установки решти устаткування електростанції. Система управління працює за алгоритмом, який забезпечує максимальний обсяг споживання електроенергії ВЕУ, за умови, що вироблена ними енергія буде використана.

Прикладом штатної ВЕУ для використання у складі вітро-дизельної електростанції може бути ВЕУ моделі NW100/19, яка виготовляється компанією Northern (штат Вермонт, США). Конструкція ВЕУ була спеціально розроблена для роботи в екстремальних умовах, включаючи холодний клімат. ВЕУ має характеристики, які полегшують її використання для роботи в автономних, ізольованих від централізованої електричної мережі, системах. ВЕУ відрізняється простою конструкцією і відповідно високою надійністю. У частині експлуатаційних показників, при розробці ВЕУ було закладено умову мінімізації обсягів технічного обслуговування. При несприятливих погодних умовах робочі місця всередині трубчастої башти і корпусі гондоли забезпечують достатній простір для виконання необхідного обсягу технічних або ремонтних робіт.

На відміну від традиційних ВЕУ, конструкція ВЕУ NW100/19 відрізняється наступним:

- відсутністю трансмісії;
- постійним кроком лопатей, що виключає використання управління підчем;
- мінімальною кількістю рухомих і чутливих до зовнішніх впливів частин,
- простою конструкцією ротора, що підвищує надійність машини;
- повністю відсутні гідравлічні вузли, привід системи навання виконаний з використанням електроприводу.

Ці ВЕУ виготовляються серійно, починаючи з 2002 року. Експлуатуються на Алясці та інших об'єктах. Готовність ВЕУ 0,92, середнє значення коефіцієнта використання встановленої потужності 0,26.

Пристрій компенсації та фільтрації. Пристрій призначений для обмеження спотворень форми напруги в мережі, які викликаються роботою інвертора, і для компенсації реактивної потужності споживачів і інверторів. Пристрій повинен мати 5-8 ступенів компенсації, сумарною потужністю близько 800 квар. Пристрій фільтрації налаштовується на 5, 7 і 11 гармонійні складові змінного струму. Контролер пристрою компенсації та фільтрації управляє режимами роботи відповідних пристроїв.

Акумуляторна батарея та інвертор. Акумуляторна батарея та інвертор є джерелом стабілізації параметрів електроенергії, що виробляється вітро-дизельною електростанцією. Вони використовуються в тих випадках, коли потрібно забезпечити якість електроенергії при наявності різких коливань потужності навантаження. Акумуляторна батарея та інвертор забезпечують компенсацію коливального характеру навантаження і енергії, що надходить від вітрових електроустановок. Електрична стабільність системи повинна забезпечуватися за рахунок врівноваження рівнів навантаження споживача і вироблення електроенергії, подачі реактивної потужності для регулювання напруги.

Інвертор використовується для зарядки і розрядки акумуляторної батареї. Він являє собою комутований трифазний 4-тактний тиристорний інвертор. Аналогічні інвертори використовуються для живлення електричних приводів змінного струму, і тому абсолютно доступні для застосування. У комплект інвертора входить трифазний трансформатор, який використовується для узгодження напруг акумулятора і мережі споживача, а також забезпечення електричної розв'язки. Між інвертором і акумулятором повинна бути встановлена електронна система перемикачів ланцюгів постійного струму, з метою захисту інвертора при розмиканні.

В якості батарей використовуються або кислотні акумулятори з системою рециркуляції кислоти, або акумулятори з електролітом у вигляді гелю.

Баластне навантаження. Баластне навантаження включається в роботу, коли потужність ВЕУ перевищує навантаження споживача, а регулятор частоти не в змозі підтримувати її в необхідних межах. Баластне навантаження поглинає надлишкову енергію, забезпечуючи, таким чином, регулювання частоти змінного струму в мережі. Звичайно у такому пристрої використовуються потужні резистори, які підключаються ступенями за допомогою програмно-керованого односпрямованого інвертора. Кількість ступенів - 12, номінальна потужність, як правило, дорівнює сумі максимальних потужностей ВЕУ.

З метою економії, рекомендується поєднання функцій баластного та вторинного навантажень. Використання вторинного навантаження необхідно як з точки зору економії шляхом максимального використання виробленої електроенергії, так і з точки зору управління попитом від споживачів.

При виконанні розрахунків, з метою врахування не одночасного вироблення і споживання приймається понижуючий коефіцієнт 0,85. Це означає, що тільки 85% виробленої електростанцією енергії може використовуватися первинними споживачами у вигляді електроенергії. Решта 15% енергії можуть бу-

ти використані вторинними споживачами. Ними є системи обігріву, теплового водопостачання і т.п.

Спеціальні споживачі електроенергії, час роботи яких може бути зміщено на періоди вироблення ВЕУ надлишкової енергії, повинні включатися в роботу, як правило, по команді від системи управління. Такими споживачами можуть бути теплові акумулятори, водяні насоси, електричні печі в пекарнях, автоматичні побутові прилади і т.п.

Алгоритм роботи системи керування обладнанням вітро-дизельної електростанції в штатному режимі.

У штатному режимі роботи електростанції здійснюється оптимізація розподілу функцій з генерування електроенергії між окремими електричними машинами станції, шляхом управління ними від автоматичної системи керування.

Збалансована по електричному та тепловому навантаженню вітро-дизельна електроенергетична станція працює в режимі оптимального використання джерел енергії. Вона забезпечує скорочення споживання дизельного палива до 60-80%, збільшуючи життєвий цикл дизельних двигунів в 2 - 3 рази, залежно від реальних швидкостей вітру і величини попиту на енергію від споживачів. Обладнання станції працює в п'яти основних режимах, перехід з одного режиму в інший відбувається без будь-якого переривання подачі електроенергії або зміни її якості. Таким чином, живлення електроенергією споживачів не порушується. Вибір режиму роботи здійснюється автоматично, в залежності від наступних факторів: швидкості вітру, навантаження від споживачів електроенергії і ступеня зарядки акумуляторної батареї. Опис режимів роботи:

1. Робота «тільки дизелі»: коли вітер відсутній, система включає в роботу дизельні генератори певної номінальної потужності. Вибір потужності дизелів здійснюється в залежності від навантаження. За рахунок цього досягається робота дизельних двигунів в режимі з високим ККД і відповідна мінімізація витрат палива. У короткі періоди при невисокому споживчому попиті на електроенергію, працює тільки акумуляторна батарея. Дизелі також використовуються при первісному запуску керуючого комплексу електростанції для здійснення зарядки акумуляторної батареї.

2. «ВЕУ і дизелі». При наявності вітру, достатнього для роботи ВЕУ, з метою максимального використання енергії від ВЕУ знижується потужність дизельних генераторів. Вибирається оптимальний по потужності дизельний генератор або їх комбінація.

3. «ВЕУ і тільки малий дизель». Якщо швидкість вітру зростає до такого ступеня, що ВЕУ можуть самостійно задовольняти вимоги по навантаженню, система керування встановить один дизельний генератор на мінімальний рівень потужності і забезпечить поглинання надлишкової вітрової електроенергії або баластним навантаженням, або тепловим навантаженням.

4. «ВЕУ і батарея». При достатній швидкості вітру включення в роботу накопичувача на базі акумуляторної батареї повністю відключає дизельні генератори.

5. «Тільки ВЕУ». Коли електроенергія, що виробляється ВЕУ, достатня для надійного забезпечення споживачів, система керування відключить всі

інші джерела енергії і підключить до розподільної шини станції баластне навантаження або теплове навантаження (вторинний споживач) для поглинання надлишкової кількості енергії від ВЕУ. Якщо вторинні споживачі енергії не в змозі прийняти додаткову енергію, відключаються деякі з ВЕУ.

Конструкції вітро-дизельних систем варіюють від простих типів, в яких ВЕУ безпосередньо приєднані до дизельної мережі з використанням мінімуму додаткових пристроїв, до більш складних комплексних систем, де присутні елементи розвинутої системи керування і різнобічні електротехнічні компоненти. Два зазначених вище поняття визначають показники системи: кількість енергії, яка очікується від ВДЕ (рівень проникнення енергії від ВДЕ в систему) і методи, які використовуються для керування системою в залежності від рівня надходження енергії від ВДЕ. У холодному кліматі, використання вторинних енергоресурсів від дизельних двигунів (тепла дизельних двигунів) також відіграє важливу роль у визначенні конструкції системи.

Визначення рівня проникнення енергії від ВДЕ в систему

Майже у всіх випадках, вимоги до ефективності роботи системи керування зростають із збільшенням обсягу енергії, яка виробляється ВЕУ. Рівень проникнення енергії від ВДЕ в систему є питомою величиною кількості енергії, яка виробляється ВЕУ або іншим устаткуванням на базі ВДЕ в загальному обсязі споживання. Національна лабораторія США з використання енергії ВДЕ National Renewable Energy Laboratory (NREL) запропонувала класифікацію проникнення вітрової енергії, щоб на прикладі ВЕУ характеризувати необхідні рівні складності системи керування системою:

- миттєве проникнення енергії від ВДЕ є частка від ділення величини потужності ВЕУ на величину загального електричного навантаження системи від споживачів (кВт);
- усереднене проникнення є частка від ділення величини енергії, яка вироблена ВЕУ, на загальне споживання енергії (кВт/год) від навантаження системи.

Показники проникнення розраховуються на протязі певного періоду часу, як правило, місяця або року.

Фактор миттєвого проникнення вітрової енергії дозволяє визначити складність системи живлення і необхідний рівень керування системою для отримання прийнятної якості живлення. Системи живлення з низьким миттєвим проникненням вітру мають обмежене додаткове керування. При дуже високих рівнях, де вітрова енергія знаходиться на одному рівні або навіть перевищує потреби системи в енергії, потрібне додаткове устаткування для керування системою, щоб максимізувати продуктивність і стабільність системи.

Фактор усередненого проникнення вітрової енергії дозволяє надати оцінку економії палива та потреб в обсягах зберігання палива, основних експлуатаційних характеристик системи і потенційної довгострокової фінансової дії. Усереднений за тривалі періоду часу, він визначає у загальному обсязі енергії в системі частку енергії, що надходить від ВЕУ.

Дослідницьким центром NREL була запропонована класифікація класів проникнення енергії вітру на трьох рівнях, яка відокремлює потужність системи і відповідно потреби в устаткуванні для керування системою:

Табл. 18.1 Класифікація класів проникнення вітрової енергії (Пропозиція NREL)

Клас проникнення	Частка ВЕС у споживанні	
	пікове миттєве	усереднене річне
Низький	<50%	<20%
Середній	50%—100%	20%—50%
Високий	100%—400%	50%—150%

Досвід експлуатації автономних вітро-дизельних електростанцій іноземних компаній

Щоб знизити вартість електроенергії у віддалених селищах, в яких спільнота уразлива до зростання цін на паливо і збільшення негативного впливу на навколишнє середовище, багато організацій впровадили ВДЕС. Наступні проекти дають приклади цих систем.

Коцебу (Kotzebue), Аляска: клас енергосистеми від низького до середнього проникнення енергії ВДЕ

Селище Коцебу розташоване за полярним колом на косі, в затоці Чукотського моря біля західного берега Аляски. Спільнота Коцебу має 3332 (2012 г.) жителів і представляє собою регіональний центр для цієї частини Аляски. Електроенергетичне підприємство Коцебу (Kotzebue Electric Association (KEA)) подає енергію споживачу, який має середнє навантаження близько 2,5 МВт, з мінімумом 700 кВт. Встановлена потужність дизельної частини електричної станції складає 11 МВт (рис. 18.8).



Рис. 18.8. загальний вигляд ВДЕС Коцебу

- Клас проникнення енергії вітру - від низького до середнього.
- ВЕС потужністю 0,915 МВт, котра складається з:

17 ВЕУ моделей 15 АОС 15/50 і Entegreity EW15 (50 кВт),

однієї ВЕУ Vestas моделі V17 (65 кВт),

однієї ВЕУ Northwind моделі 100/19 (100 кВт).

- Встановлена потужність дизельної електричної станції становить 11,0 МВт.
- ВЕУ за рік було вироблено 668,0 кВт-годин електроенергії, що дозволили отримати економію приблизно 172 тис. літрів дизельного палива.

КЕА ініціював свій проект гібридної системи в 1997 році, починаючи з встановлення трьох ВЕУ моделі Atlantic Orient Corporation АОС 15/50, номінальною потужністю 50 кВт з ґратчастою вежею. З цього часу ВЕС виросла до встановленої потужності 915 кВт, яка складається з 17 ВЕУ 15 АОС 15/50 і Entegreity EW15 (50 кВт), однієї відновленої ВЕУ Vestas V17 (65 кВт), і однієї ВЕУ Northwind 100/19 (виробництво компанії Northern Power Systems, номінальна потужність 100 кВт).

Хоча середньорічна швидкість вітру на площадці є досить низькою (близько 5,5 м/с на основі даних, зібраних в період з 1998 по 2004 роки), ВЕУ за рік було вироблено близько 667580 кВт-год електроенергії, що дозволило отримати економію приблизно 172 тис. літрів дизельного палива. Дані, зібрані департаментом Міністерства енергетики США (DOE) та науково-дослідним інститутом електроенергетики до 2004 року показали відносно високу готовність системи близько 92%, включаючи час несправності ліній електропередачі.

Затока Токсук (Toksook Bay), Аляска: клас енергосистеми середнього проникнення енергії ВДЕ

Взаємопов'язані громади Токсук, Тананак і Найтмьют мають населення близько 1160 чоловік і середнє навантаження трохи менше 370 кВт. Виробництво енергії здійснює електроенергетичне підприємство Alaska Village Electric Cooperative (AVEC). Парк ВЕУ включає в себе три Northwind 100/19 номінальною потужністю 100 кВт, які були встановлені в осінньо-зимовий період 2005-2006 років. ВЕУ працюють у штатному режимі, до того було додане вторинне навантаження (в якості нагрівачів для виробництва тепла) для поглинання пікових сплесків енергії, хоча в останньому періоді, мало енергії було використано для обігріву. Проект, який був реалізований в рамках повного оновлення системи електропостачання, допоможе стримати зростання витрат на електричну енергію, які викликані зростанням цін на паливо.

За винятком деяких початкових проблем, у тому числі відмови лопатей ВЕУ, система електричної генерації працювала цілком задовільно, на першому році експлуатації з готовністю ВЕУ 92,4%. Уся ВЕС, з серпня 2007 року по липень 2008 року, мала середнє значення коефіцієнту використання встановленої потужності 0,26. Середнє проникнення енергії ВДЕ для цієї системи було більше 24,2%, із значенням середньомісячних проникнень більше 30% під час сильних вітрів у зимові місяці. За повний рік ВЕС було вироблено майже 700

МВт-годин електроенергії, що дозволило отримати економію приблизно 185 тис. літрів дизельного палива.

Острів Святого Павла (St. Paul island), Аляска: високе проникнення ВДЕ

Корпорація Tanadgusix Corporation (TDX) на Алясці, здійснила на острові Святого Павла в Беринговому морі проект автономної комбінованої електроенергетичної системи. Споживачами електроенергії є аеропорт і промисловий комплекс у складі офісів авіакомпаній, майстерень для ремонту обладнання та складських приміщень. Корпорація TDX мала намір зменшити загальні витрати на енергію для електричних і теплових навантажень від споживачів при збереженні надійного, з дотриманням вимог стандартів якості енергії, електропостачання. У 1999 році компанія Northern Power Systems встановила на острові гібридну систему електропостачання класу з високим проникненням, без можливості накопичення електроенергії. Задачею системи було максимально використати високе вітрове навантаження на острові Святого Павла. Основними компонентами електростанції є одна ВЕУ Vestas моделі V27 (225кВт), два дизельних генератори Volvo (потужністю 150 кВт кожний), синхронний компенсатор, термічно ізолюваний бак для гарячої води з давачем температури (27000 літрів) і система керування на основі мікропроцесора. Вказані компоненти здатні забезпечити автоматичну роботу ВДЕС.

Конструкція системи передбачає зупинку усіх дизельних двигунів, якщо достатньо енергії від вітру, щоб покрити повне навантаження від споживачів з доданням резерву встановленої потужності електростанції. У той час як дизельні двигуни зупинені, системи керування підтримує баланс між потужністю, що генерується ВЕУ і загальним споживання електроенергії, скидаючи надлишкову енергію через теплові обігрівачі в резервуар для води. В цьому режимі (без дизелів) синхронний компенсатор використовується для забезпечення реактивної потужності і підтримує напругу в мережі системи. Система керування проводить постійний моніторинг навантаження, потреб в тепловій енергії і енергії від ВЕУ. У разі, якщо не має запасу енергії між виробництвом енергії ВЕУ і електричним навантаженням, а також є шанс, що енергія вітру впаде нижче електричного навантаження, система керування дає команду на включення дизельного генератора.

Основне електричне навантаження від об'єкту на острові складає в середньому близько 70 кВт. Комбінована електроенергетична система також поставляє основну енергію для опалення приміщень об'єкта, яка складається з надлишку енергії від генераторів і теплової енергії від дизельних двигунів. Хоча система живлення працює добре впродовж останніх 7 років, кілька проблем були пов'язані з ВЕУ (ранній вихід з ладу генератора, які був замінений). Разом з тим, наприклад у 2004 році, ВЕУ працювала з готовністю 100%, а коефіцієнт використання потужності склав більше ніж 0,4.

Середнє проникнення енергії для цієї системи було майже 55%, із значною кількістю годин, коли система працювала з зупиненими дизельними генераторами. З січня 2005 року, енергія вітру надала економію приблизно 570 тис. літрів дизельного палива. Цієї величини дизельного палива достатньо, щоб забезпечити близько 50% від очікуваного споживання енергії на острові.

Компанія TDX в даний час працює над підключенням двох додаткових ВЕУ Vestas V27, що були встановлені в місті Сент-Пол (St. Paul) муніципальною енергетичною компанією. Це дозволяє приєднати виробничу комплексну ВЕС загальною потужністю 725 кВт до електричної мережі міста, яка має у своєму складі дизельну електростанцію потужністю 2,1 МВт, з середнім навантаженням більше 600 кВт. При мінімальному навантаженні, близькому до 400 кВт, за умови достатності ресурсу вітру, електроенергетична комбінована система на острові Святого Павла буде являти собою систему електроживлення класу високого проникнення, яка управляється апаратними засобами системи керування.

Установка вітродизельних станцій в Австралії на прикладі системи у затоці Корал (Coral Bay)

Не дивлячись на розвинену інфраструктуру центральній частині Австралії, у країні є багато віддалених територій, куди передавати електроенергію від центральної енергетичної системи економічно не доцільно. Тому в Австралії встановлено багато автономних систем, які надають енергію віддаленим селищам, фермам і промисловим об'єктам.

Місто Coral Bay знаходиться при в'їзді в місцевість під назвою «Ningaloo Reef», в 1100 км на північ від міста Перт в Західній Австралії. У мальовничому туристичному місті проживає близько 140 постійних жителів, хоча в літні місяці з напливом туристів це число значно збільшується. Електрична мережа міста Coral Bay не приєднана до загальної мережі, тому була створена автономна комбінована система, у складі дизельних генераторів і ВЕУ.

Перетворення енергії вітру забезпечується трьома дволопатевиими ВЕУ моделі Vergnet потужністю 275 кВт, з підйомно-поворотними вежами (див. рис. 18.9). У разі циклону вежа може бути повернута у горизонтальне положення. Теоретично ВЕУ можуть забезпечити майже всю потребу міста у електроенергії. У зв'язку з просторовою дисперсією ВЕУ і турбулентними вітровими умовами, інтеграція і забезпечення високої продуктивності ВЕУ є ключовими факторами з метою надійного енергопостачання споживачів міста Coral Bay. Електроенергія також виробляється сімома 320 кВт дизельними генераторами LLD®, двигуни яких можуть працювати при дуже низькому навантаженні, на рівні 10 відсотків від номінальної потужності, що дозволяє отримати високу частку проникнення енергії вітру.



Рис. 18.9. Підйомна вежа ВЕУ на ВДЕС Coral Bay

- Клас проникнення енергії вітру – середній.
- ВЕС складається з трьох ВЕУ моделі Vergnet GEV MP потужністю 275 кВт, конструкція з підйомно-поворотною вежею.
- Сім дизельних генераторів моделі Detroit Series 60 (320 кВт) типу LLD®
- ВДЕС забезпечує енергією до 95% потреб міста Coral Bay.

Хоча дизельні генератори мають швидке реагування на зміни потужності споживання, вони не можуть компенсувати різкі коливання енергії від ВЕУ. Стабільна робота системи не було б можлива в режимі високої частки проникнення енергії вітру, без додаткового обладнання. У зв'язку з цим в системі була застосована технологія компанії АББ щодо стабілізації мережі «PowerStore™» 500 кВт. Інвертор на основі PowerStore, з маховиковим накопичувачем енергії, може у термін однієї мілісекунди змінити свою потужність з позитивної на негативну. Він стабілізує мережу, дуже швидко поглинаючи скачки струму від ВЕУ, або від зміни споживання енергії. Завдяки високій швидкодії, двох направлений інвертор використовує напругу і частоту мережі, щоб визначити обсяги енергії, який необхідні для компенсації, при цьому значно поліпшується якість електроенергії.

Вітродизельна електростанція компанії Kenetech Windpower

У зв'язку з збільшенням цін на нафту, в кінці 80-х років компанія Таіроуер (Тайвань Пауер Компані) встановила на острові Chi-Mei, архіпелаг Пенху (Тайвань), дві ВЕУ 56-100 потужністю 100 кВт кожна. Ці ВЕУ були приєднані до електромережі острова паралельно з існуючими дизельними генераторами. Була встановлена система керування ВДЕС, основної функцією якої було регулювання стоку для електроенергії, що виробляється ВЕУ. Таким чином американська компанія US Windpower (яка потім мала назву Kenetech Windpower) створила на острові автономну ВДЕС. Згідно з результатами проведеного аналізу, середній виробіток електроенергії ВЕУ становить 720 МВт-годин на рік ($k = 0,4$), економлячи 200 кілолітрів дизельного палива на рік.



**Рис. 18.10. ВЕУ Kenetech Windpower на ВДЕС
(прототипи перших українських серійних ВЕУ)**

Інші проекти у світі

В даний час найбільш поширені проекти автономних вітродизельних електростанцій на Алясці, США. Десять систем працюють у сільській місцевості Аляски, і ще шість знаходяться на стадії впровадження. Приймаючи до уваги очікуване збільшення вартості дизельного палива, у недавній публікації фонду відновлюваних джерел енергії Аляски надані пропозиції щодо низки стимулів

для місцевої спільноти щодо впровадження альтернативних технологій. Фондом пропонується реалізація ще 20 проектів використання відновлюваних джерел енергії протягом найближчих кількох років. У результаті масового обстеження вітрового потенціалу на території Аляски виявлено понад 100 общин, які вважаються економічно і технічно життєздатними кандидатами на створення електричних станцій на основі вітродизельних систем.

Продуктивно працюють широко освітлювані засобами масової інформації проекти:

- ВДЕС на австралійській базі Mawson в Антарктиці,
- ВДЕС на острові Ross (Антарктика), який спільно реалізується на антарктичних станціях McMurdo (США) та New Zealand (Нова Зеландія),
- ВДЕС на острові San Cristobal (архіпелаг Галапагос, див.табл. 18.2).

Результати впровадження ВДЕС вказують на підвищений попит місцевої спільноти до використання ВДЕ у віддалених регіонах.

Приклади фото-дизельної електростанції

Склад ФДЕС (Греція, Афон): два дизель-генератори по 180 KVA (144 кВт); три ФЕС – 17, 66 та 100 кВт; три акумуляторні батареї (свинцеві) – 3222Ah/48V (154,6 кВт-год), 3000Ah/48V (144 кВт-год), 300Ah/12V (3,6 кВт-год).



Інвертор ФЕС



Система керування дизель-генератора



Рис. 18.11. Елементи ФДЕС

Головним критерієм при визначенні основних характеристик системи розглядалося задоволення нічних навантажень і мінімізація невикористаної електричної енергії від ФЕС в поєднанні зі зменшенням використання дизельних генераторів, а також удосконалення економічних і технічних характеристик за допомогою акумуляції (батарей) і як результат економне функціонування системи.

Сумарне середньодобове навантаження прийнято 1410 кВт·год. Навантаження забезпечується в першу чергу за рахунок фотоелектричних станцій. Встановлені акумулятори розглядаються як частина навантаження, ефективність при навантаженні 94%, при розвантаженні також 94%. Тривалість середньодобового навантаження – 10 годин (09:00-19:00). Глибина розряду акумуляторних батарей приймається 40% від їх номінальної ємності. Максимальний заряд акумуляторних батарей – 90% номінальної ємності. Тривалість розрядки акумуляторних батарей приймається рівною 10 годин - з 19:00 до 05:00.

Такий режим обумовлений особливостями споживання електроенергії.

Комбіновані системи електроживлення на основі мікро-ГЕС і ВЕУ

Гідроенергетичний потенціал малих рік України складає близько 12,5 млрд. кВт·год. Цей потенціал може бути використано при створенні автономних систем електрозабезпечення окремих об'єктів і для розподіленої генерації. Комбіноване використання мікро-ГЕС чи міні-ГЕС і вітрових електроустановок (ВЕУ) дозволяє більш повно використати наявні в даній місцевості відновлювані ресурси і збільшити потужність таких систем.

Важливим елементом мікро-ГЕС є система стабілізації частоти струму. Виділяють наступні основні класи систем стабілізації мікро-ГЕС:

- 1) системи зі стабілізацією частоти обертання гідротурбіни шляхом впливу на елементи гідротехнічного обладнання;
- 2) системи, в яких між турбіною і генератором встановлюються приводи постійної частоти обертання;
- 3) системи зі стабілізацією частоти вихідної напруги генераторами, що здатні за змінної частоти обертання генерувати напругу стабільної частоти;
- 4) системи зі статичними перетворювачами частоти;
- 5) системи з регулюванням гальмівного моменту генератора додатковим (баластним) навантаженням.

Зазначені системи також можуть комбінуватись між собою. Наприклад, як показують дослідження, ефективна стабілізація частоти досягається комбінуванням першої і п'ятої з зазначених систем. Проте слід вказати на те, що стабілізація частоти в цьому випадку відбувається по двох каналах регулювання, і є наявним їх взаємний вплив.

Важливим питанням є вибір типу генератора для мікро-ГЕС і ВЕУ. Ще 10-15 років тому усі діючі вітроелектростанції в Україні були побудовані з використанням асинхронних машин з к.з. ротором в якості електричних генераторів, статорна обмотка яких напряму чи через трансформатор підключалась до

мережі. При включенні асинхронного генератора (АГ) ВЕУ на паралельну роботу з синхронним генератором (СГ), що обертається гідротурбіною (ГТ), останній буде забезпечувати реактивною потужністю АГ і стабілізувати напругу в системі. Якщо ж обидва генератора виконати на основі АГ з к.з. ротором, то необхідно передбачити джерела реактивної потужності на основі конденсаторів і напівпровідникових перетворювачів. Перевагами конфігурації «СГ з приводом від ГТ–АГ з приводом від вітротурбіни (ВТ)» є висока перевантажувальна здатність та простота електричної частини ВЕУ. Конфігурація «АГ з приводом від ГТ–АГ з приводом від ВТ)» відрізняється відсутністю ковзних контактів в АГ та більшою надійністю в аварійних ситуаціях, пов'язаних з короткими замиканнями в автономній мережі.

Широко застосовуються ВЕУ змінної частоти обертання на основі АГ з фазним ротором, АГ з к.з. ротором і СГ з перетворювачем частоти. Такі ВЕУ, на відміну від ГЕС, здатні регулювати генеровану активну потужність лише в бік зменшення відносно певного значення, що залежить від швидкості вітру. Тому задача регулювання частоти струму в гідро-вітрових електростанціях (ГВЕС), як правило, на ВЕУ не покладається, за виключенням нетривалих періодів часу (в межах декількох секунд). Натомість ВЕУ працюють переважно в так званому МРРТ режимі, що характеризується максимальним значенням аеродинамічного ККД турбіни.

З метою збільшення надійності електроживлення автономні ГВЕС можуть доповнюватись дизель-генераторами (ДГ). Відомим прикладом такої системи є гідро-вітро-дизельна автономна система острова Ель Ієрро (Іспанія) номінальної потужності 35.9 МВт, з яких 13 МВт припадає на ДГ, 11.32 МВт – на 4 гідрогенератори, 11.48 МВт – на 5 ВЕУ змінної частоти обертання, решта – на сонячні батареї.

Вартість електроенергії, що виробляється ДГ, є суттєвою (від 9 грн. за кВт-год), що спонукає мінімізувати їх частку у виробництві електроенергії комбінованими автономними системами. В умовах обмеженості гідроресурсів це може бути досягнуто акумулюванням гідроенергії в непікові часи, збільшенням кількості ГТ і ВЕУ, підвищенням енергоефективності їх роботи.

Використовуючи генератор випадкових чисел, можна моделювати процеси генерації та споживання, формуючи добові реалізації (рис. нижче).

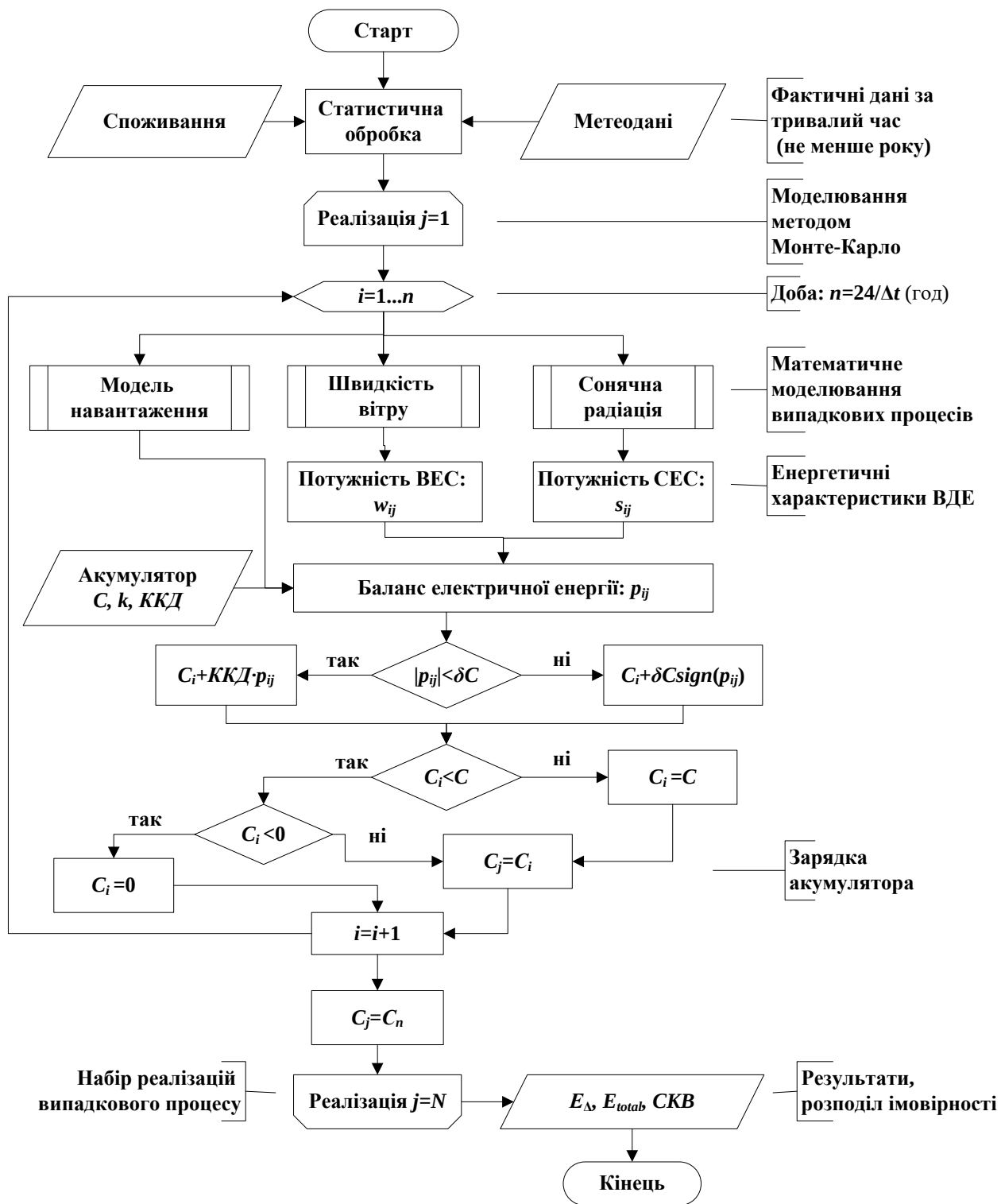


Рис. 8.12. Блок-схема розрахунку накопиченої енергії

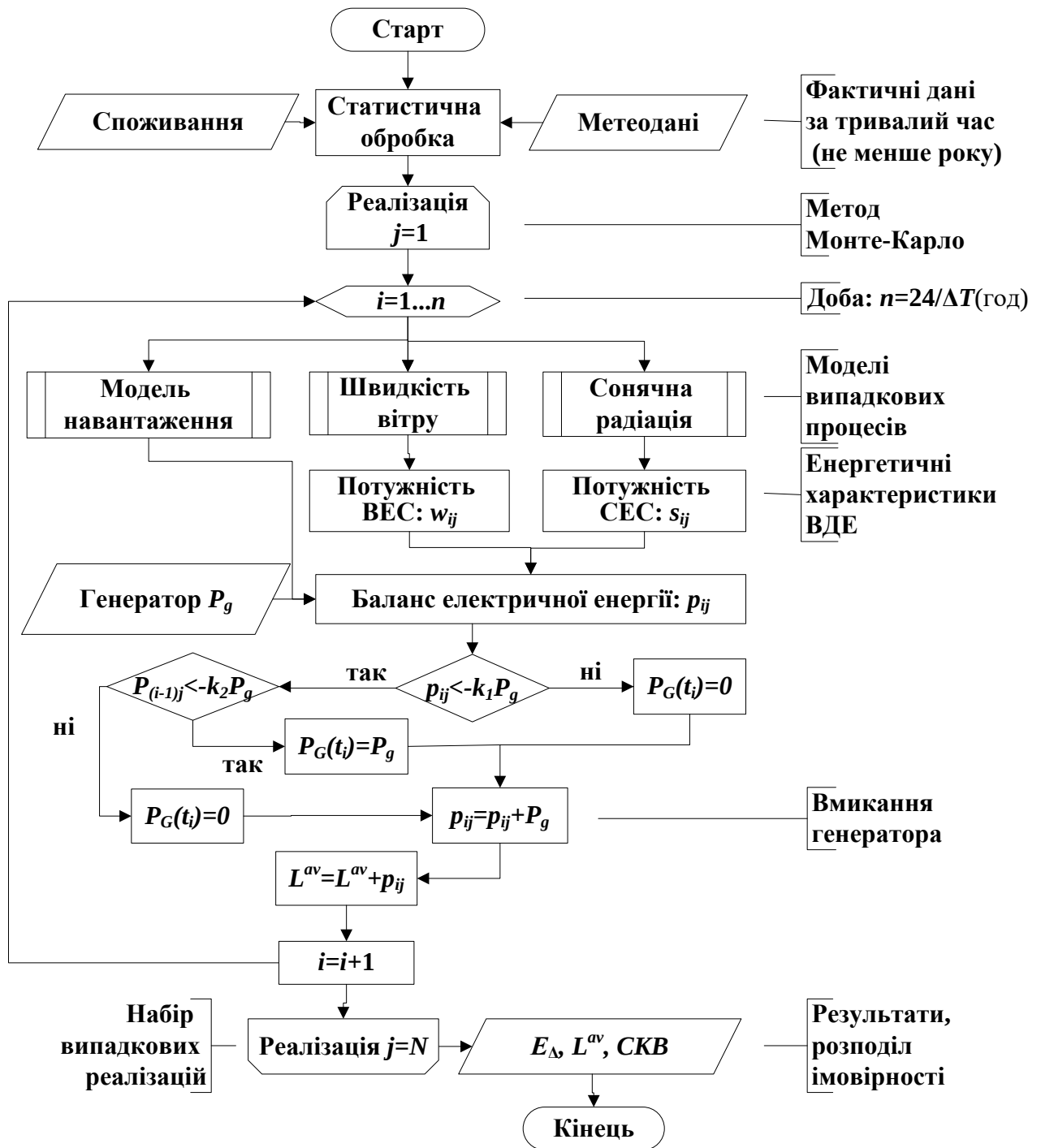


Рис. 8.13. Формування енергобалансу з резервним генератором

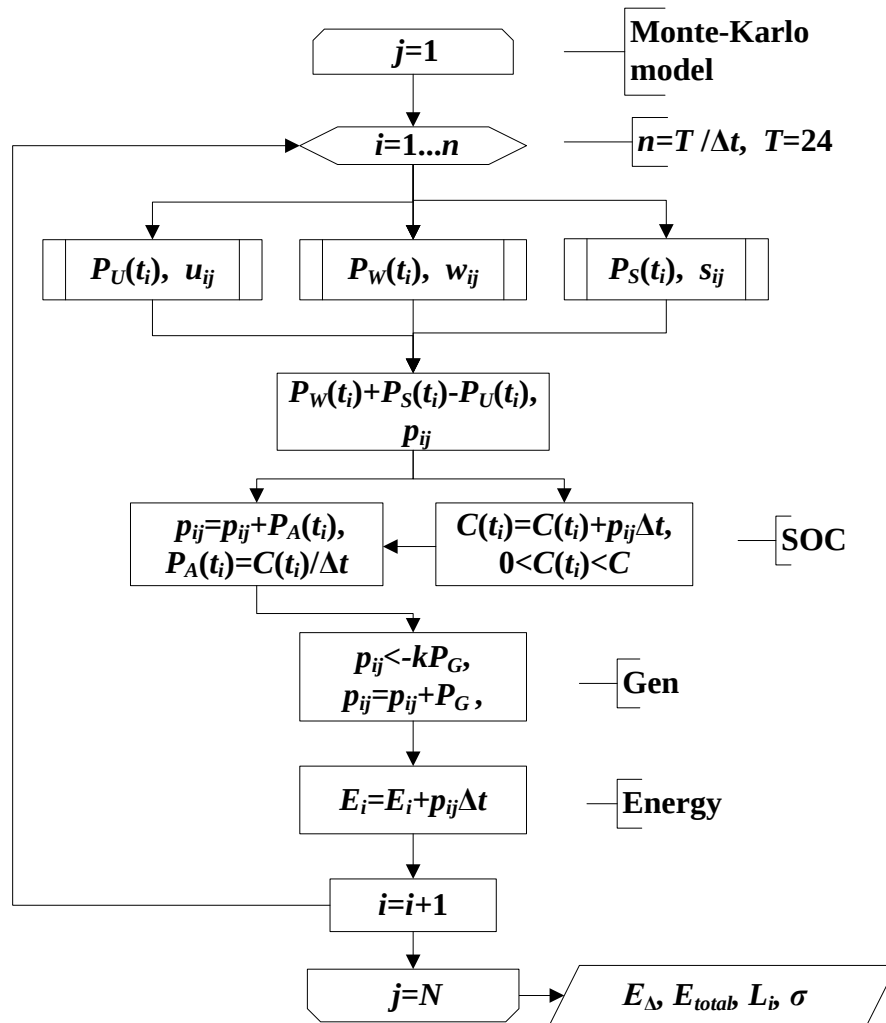


Рис. 8.14. Блок-схема розрахунку гібридної системи з акумулятором та генератором
 SOC (State of Charge) – стан зарядки акумулятора
 Gen – резервний генератор
 Energy – накопичення енергії

Список літератури

1. Нетрадиційні та відновлювані джерела енергії / Кудря С. О. – Підручник. – Київ: Національний технічний університет України («КПІ»), 2012.–495с.
 2. Відновлювані джерела енергії / За ред. С.О. Кудрі. – Київ: Інститут відновлюваної енергетики НАНУ, 2020. – 392 с.
 3. Півняк Г.Г. Раціональне використання енергії: Навч. пос. Дніпропетровськ, 2002. - 193 с.
 4. Соловей О.І. та ін. Нетрадиційні та поновлювані джерела енергії: Навчальний посібник. Черкаси, ЧДТУ, 2007. – 483 с.
 5. Величко С.А. Енергетика навколишнього середовища України (з електронними картами). Навчально-методичний посібник для магістрантів. – Харків: Харківський національний університет імені В.Н.Каразіна. - 2003. - 52с.– 2006. – 280 с.
 6. Альтернативні джерела енергії України: навч. посіб. / І.О.Ковальов, О.В. Ратушний. - Суми: Вид-во СумДУ, 2015. – 201 с.
 7. Лежнюк П.Д. Відновлювані джерела енергії в розподільних електричних мережах: монографія / П.Д. Лежнюк, О.А. Ковальчук, О.В. Нікіторович, В.В. Кулик - Вінниця: ВНТУ, 2014. – 204 с.
 8. Атлас енергетичного потенціалу відновлюваних джерел енергії України / за ред. С.О. Кудрі. – Київ: Інститут відновлюваної енергетики НАН України, 2020. – 82 с
 9. Дистанційний курс «Комплексне використання відновлюваних джерел енергії», 2022. <https://classroom.google.com/c/MjUxOTY2OTAxNjI2?cjc=ul2xsb6>.
 10. Akinyele D., Belikov J., Levron Y. Battery Storage Technologies for Electrical Applications: Impact in Stand-Alone Photovoltaic Systems // Energies, 2017, v.10, 39 p.
 11. Bocklisch T. Hybrid energy storage systems for renewable energy applications. Energy Procedia, 2015. 103 p.
 12. Obukhov S., Ibrahim A., Tolba M.A., M.El-Rifaie A. Power balance management of an autonomous hybrid energy system based on the dual-energy storage // Energies, 2019, v.12; doi:10.3390/en12244690.
 13. Okinda V.O., Odero N.A. A review of techniques in optimal sizing of hybrid renewable energy systems. IJRET: International Journal of Research in Engineering and Technology. Issue 11, 2015. – P.153-163.
- Додаткові:
14. Паливно-енергетичний комплекс України на порозі третього тисячоліття // Під заг. ред. Шидловського А.К., Ковалка М.П. - Київ: Українські енциклопедичні знання, 2001. - 400 с.
 15. Енергоефективність та відновлювані джерела енергії. Під заг. ред. Шидловського А.К. – Київ: Українські енциклопедичні знання, 2007.–559 с.
 16. Коломієць С. В. Теорія випадкових процесів / С. В. Коломієць ; Державний вищий навчальний заклад “Українська академія банківської справи Національного банку України”. - Суми : ДВНЗ “УАБС НБУ”, 2011. - 80 с.

17. Кармазін О.О. Балансова надійність електроенергетичних систем в умовах зростання частки відновлюваної енергетики. Автореф. канд. дис. Київ, 2019. – 20 с.
18. Щербина О. Енергія для всіх. Технічний довідник з енергоощадності та відновних джерел енергії. - Ужгород., 2007. - 336 с.
19. Блюм Я.Б., Гелетуха Г.Г. і ін. Новітні технології біоконверсії – К: "Аграр Медіа Груп", 2010. – 326 с.
20. Горбов В.М. Енергетичні палива. – Миколаїв: УДМТУ. – 2003. – 327 с.
21. Енергетична безпека України: чинники впливу, тенденції розвитку / Під ред. Ковалка М.П., Шидловського А.К., Кухаря В.П. - Київ: Українські енциклопедичні знання, 1998. - 160 с.
22. Кузнєцов М.П. Моделювання параметрів роботи енергосистеми, які носять випадковий характер // Відновлювана енергетика. – 2012, №3. – С.5-9..
23. Кудря С.О., Морозов Ю.П., Кузнєцов М.П. Перспективні напрями розвитку сучасних технологій виробництва водню з використанням відновлюваних джерел енергії / Відновлювана енергетика ХХІ століття. Матеріали ХІІ міжнародної конференції. Крим: 2012.
24. Блінцов В.С., Кінаш А.Т., Хлопенко М.Я. Основні методи оптимального керування електромеханічних систем: Навчальний посібник. - Миколаїв: УДМТУ, 2002. - 44 с.
25. Кононенко А.І., Храповицький І.С., Щелкунова Л.І. Математичне програмування: Тексти лекцій – Харків, ХДТУБА, 2010. – 114 с. СОУ НЕК 341.001:2019 Вимоги до вітрових та сонячних електростанцій при їх роботі паралельно з об'єднаною енергетичною системою України. НПЦР ОЕС України, 2019.
26. ДСТУ-Н Б В.1.1-27:2010 Будівельна кліматологія. Київ, Мінрегіонбуд України. – 2011. – 127 с.
27. СОУ НЕК 341.001:2019 Вимоги до вітрових та сонячних електростанцій при їх роботі паралельно з об'єднаною енергетичною системою України. НПЦР ОЕС України, 2019.
28. СОУ-Н МЕНВ 40.1-00100227-68:2012 «Стійкість енергосистем. Керівні вказівки». Міненерго України, 2112.
29. СОУ-Н ЯЕК 04.156:2009 Основні вимоги щодо регулювання частоти та потужності в ОЕС України. Настанова. Чинний від 2009.
30. Єдиний державний веб-портал відкритих даних. [Електронний ресурс] / Режим доступу: <http://data.gov.ua>.
31. Smil, Vaclav. Energy and Civilization: A History. Cambridge, Massachusetts: The MIT Press, 2017.