

УДК 621.311

М.П.Кузнєцов¹, докт.техн.наук, С.О.Ужейко² (Інститут відновлюваної енергетики НАН України, Київ)

Імовірнісні аспекти використання відновлюваних джерел енергії в зоні відчуження Чорнобильської АЕС

Локалізація значних обсягів відновлюваної енергетики на окремій ділянці електромережі може спричинити ускладнення для надійного енергозабезпечення. Випадкова природа таких енергоносіїв, як сонце та вітер, має бути врахована при визначенні потреб у резервних потужностях. Адекватне врахування імовірної природи вітрової та сонячної енергії допоможе забезпечити економічно обґрунтовані вимоги до організації комбінованих локальних енергосистем при змінному характері надходжень електроенергії. Бібл. 9, рис. 1.

Ключові слова: локальна енергосистема, вітроелектростанція, сонячна електростанція, математична модель, оптимізація.

ORCID: ¹0000-0002-0497-7439; ²0000-0002- 2789-8055

Вступ. Використання Чорнобильської зони відчуження для отримання енергії з відновлюваних джерел має ряд аспектів економічного, соціального та екологічного спрямування. Зокрема, з точки зору енергетики привабливою виглядає ідея отримання додаткової енергії при зменшенні викидів парникових газів та диференціації джерел генерації. Використання комбінованих систем генерування на базі відновлюваних джерел енергії (ВДЕ) є напрямом, що активно розвивається. З точки зору економіки відновлювана енергетика часто може конкурувати з традиційною за собівартістю одиниці енергії. Крім того, в Україні, як і в багатьох країнах світу, сьогодні діють "зелені" тарифи, які стимулюють впровадження відновлюваних джерел. Це полегшує впровадження, а також зменшує термін окупності альтернативних електростанцій. Однак застосування ВДЕ нерідко породжує питання щодо впливу на надійність роботи енергосистеми. Так, стабільність електропостачання від сонячних (СЕС) та вітрових (ВЕС) електростанцій залежить від погодних факторів і є слабо передбачуваною. Якщо для гідроелектростанцій вплив погоди відчувається в масштабі тижнів чи місяців, то для СЕС і ВЕС – в масштабі значно коротших інтервалів часу. В той час як можливо спрогнозувати погоду з відносною точністю і передбачити середній виробіток ВЕС у деякому регіоні принаймні

в найближчі години, то змінна хмарність може призводити до раптових порушень виробітку електроенергії на СЕС, які до того ж не мають інерційності [1]. Це не створює помітних проблем при інтегруванні незначних за потужністю електростанцій з ВДЕ до складу потужної та добре збалансованої енергосистеми. Але у випадку Чорнобильської зони мова має йти про значні обсяги ВЕС та СЕС (за різними оцінками, кілька сотень чи навіть тисяч мегават), локалізованих стосовно загальної електромережі України у формі певного енергокластера. Отже, імовірнісна природа енергії, генерованої цими станціями, потребує спеціального дослідження.

Проблеми інтегрування ВДЕ. Змінний та слабо прогнозований у короткостроковій перспективі характер видачі потужності, притаманний вітровій та сонячній енергетиці, може призвести до негативного впливу на режими роботи об'єднаної енергосистеми (ОЕС) України. Це, зокрема, стосується стійкості динамічних процесів у системах енергопостачання і відповідно організації диспетчерського керування енергосистемами. У цих умовах набуває особливої актуальності задача забезпечення прогнозованості та керованості об'єктів ВДЕ відповідно до поточного режиму енергосистеми. Значне впровадження ВДЕ, якщо воно не супроводжується технологіями акумулювання енергії, неминуче потребує

регулювання поточної потужності енергосистеми, щоб збалансувати поточні коливання генерованої енергії. Крім того, збільшення частки ВЕС та СЕС в енергосистемі буде витіснити традиційні електростанції, що ускладнить можливість регулювання частоти. Отже, потрібен достатній обсяг резерву для регулювання частоти та забезпечення надійного енергопостачання у випадку втрати генерації чи навантаження. Баланс споживання електроенергії та регулювання частоти – основні технічні проблеми в енергосистемах зі значним рівнем впровадження вітрової та сонячної енергетики. Серед інших проблем важливими і актуальними вважаються наступні:

- неоптимальні режими роботи мережі, що пов'язані зі стохастичним характером генерації, адже при великій частці ВДЕ в загальній електромережі традиційні генератори повинні часто збільшувати і зменшувати свій рівень генерації, і механічне обладнання працює не в оптимальному режимі роботи. Вплив на навколишнє середовище також пов'язаний із неоптимальною роботою, адже традиційні генератори (наприклад, газові турбіни) при цьому створюють більше викидів [2];
- за умов, коли потужність генерації у вузлі електричної мережі перевищує потужність навантаження в цьому ж вузлі, може виникати зворотний потік потужності в електричній мережі, що призводить до перенапруги та порушення роботи захисного обладнання;
- сучасні ВЕС, як і СЕС, підключаються до розподільчих мереж через інвертори, які зазвичай спроектовані для роботи в певних межах напруги і частоти, і перенапруга може призводити або до погіршення якості потужності генерації, або до відключення ВЕС чи СЕС від мережі і подальших втрат "зеленої" енергії навіть за хороших погодних умов;
- інвертори, що використовуються для перетворення постійного струму в змінний, можуть створювати додаткові вищі гармоніки напруги та струму і, як наслідок, гармоніки потужності. Гармонійні спотворення є однією з проблем, які необхідно мати на увазі при збільшенні частки ВДЕ; крім перегріву конденсаторних батарей і трансформаторів, сторонні гармоніки негативно

впливають на роботу сучасного електронного обладнання.

У випадку обмеженої енергосистеми потужності генерації та навантаження можуть вважатися прикладеними до однієї точки і порівнюватися безпосередньо. Якщо ж група генераторів енергії приєднана до загальної електромережі, можна говорити про вплив цієї групи стосовно певної точки підключення, з урахуванням властивостей мережі в цьому вузлі [3]. Так, наближена оцінка "міцності" мережі може визначатися відношенням потужності короткого замикання на системних шинах до потужності ВДЕ. Враховують також чутливість напруги до змін потужності в даному вузлі. Однак при такому підході властивості власне джерела енергії, а саме характерної поведінки його потужності, не враховуються, до уваги береться лише загальна потужність. 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 [4]:

$$K_P = (P_{GP} - P - \Delta P) / P_{GP},$$

де P_{GP} – гранично допустима активна потужність, яка передається через перетин; P – поточний перетік потужності в перетині; ΔP – амплітуда нерегулярних коливань активної потужності.

Отже, під впливом цих коливань перетік змінюється в межах $P \pm \Delta P$, і саме розмах нерегулярних змін є визначальним при розрахунку запасу стійкості. Якщо всю потужність ВДЕ вважати неконтрольованою, це накладе досить жорсткі обмеження на її обсяг. Однак робота як ВЕС, так і СЕС характеризується наявністю деякої середньої потужності P_W та стохастичної складової ΔP_W , що розглядаються як функції часу. Середня потужність може вважатися добре прогнозованою на короткотривалу перспективу і вважатися контрольованим параметром [4]. Тоді обмеження мають бути накладені лише на стохастичну складову, яка й визначає величину аварійно допустимого перетоку в перетині.

Зміна частоти струму в мережі також залежить від того, наскільки значним було порушення балансу потужності, та від характеру навантаження. Саме зростання активного навантаження споживачів або зниження активної потужності генераторів у першу чергу викликає певне для даного режиму зниження частоти в системі. Менш істотним є те, що ця зміна частоти залежна від того, в якій вузловій точці зросло активне навантаження, або у якого саме генератора знизилася активна потужність. Кількісне співвідношення, тобто залежність відносної зміни частоти від відносного небалансу активної потужності (статизм регуляторів), не є незмінним і в залежності від режиму роботи системи може коливатися в досить широких межах. Однак знову визначальним є розмах неконтрольованих коливань потужності, який і спричиняє виникнення небалансу. Отже, встановлення дійсного характеру мінливості поточної потужності об'єктів відновлюваної енергетики необхідне для розрахунку допустимих рівнів впровадження ВДЕ чи додаткових потреб у регулюючих потужностях. Для цього потрібно мати адекватну модель спільної роботи генеруючої групи з урахуванням імовірної природи кожного з об'єктів.

Моделювання потужності об'єктів ВДЕ. Оскільки взяті окремо такі джерела відновлюваної енергії, як сонце чи вітер, мають високий рівень непередбачуваної мінливості, доцільно комбінувати їх один з одним та з іншими, більш регульованими джерелами енергії. Як свідчать численні дослідження, таке комбінування дозволяє зменшити відносну варіацію сумарної потужності та забезпечити кращі показники надійності. Як правило, комбінована енергетична система працює в паралельному режимі, коли енергію (електричну у випадку ВЕС та СЕС) виробляють одночасно всі елементи енергосистеми. Проблемним питанням при створенні такої системи є оптимізація її складу та режимів роботи. Оптимальне співвідношення окремих елементів у гібридних системах на основі ВДЕ визначається з урахуванням багатьох факторів, а саме: рівнем забезпеченості традиційними і нетрадиційними джерелами енергії, метеорологічними умовами, структурою енергопостачання і споживання, вимогами до яко-

сті енергії та графіка енергопостачання; економічними та екологічними факторами тощо.

Головним чином оптимізація здійснюється за економічними показниками, такими як чиста приведена вартість системи, собівартість енергії і т.д. Наявність вітрової та сонячної енергоустановок, залежних від стану погоди, вносить невизначеність у роботу енергосистеми. Тому в якості додаткових умов вимагається певна надійність енергозабезпечення, а саме здатність задовольняти попит споживачів на електричну енергію. Оскільки умова балансу потужності може виконуватися не в кожен момент часу, показники (індекси) надійності мають визначатися як імовірні величини.

Для оцінки можливого впливу на надійність енергозабезпечення часто використовують імовірнісні показники [5]. Зокрема, це очікувана втрата навантаження (*loss of load expectation*) – очікуваний період, протягом якого навантаження енергосистеми перевищує доступну потужність генерації. Схожі показники – імовірність втрати навантаження (*loss of load probability*), індекс імовірної втрати живлення (*loss of power supply probability*); інша назва – дефіцит потужності. Очікувана втрата енергії (*loss of energy expectation*) – індекс невикористаної енергії (частка енергії, яка буде втрачена при перевищенні потреб і відсутності можливостей до накопичення енергії). Відхилення генерованої потужності від потреб споживання може призвести до коливань напруги; показником якості профілю напруг (*voltage quality*) може слугувати величина відносного відхилення поточної напруги від нормальної.

Наведені показники надійності енергосистеми можуть бути отримані двома основними методами, а саме аналітичним та імітаційним.

Аналітичні методи базуються на прямих чисельних розрахунках за допомогою математичної моделі. Аналітичне визначення функцій розподілу випадкових величин дозволяє безпосередньо розрахувати шукані індекси, однак вибір таких функцій потребує попереднього вивчення статистичних даних, що стосуються досліджуваного об'єкта (енергосистеми), та прийняття деяких гіпотез щодо характеру розподілу. Однак такий підхід дозволяє узагальнити наявні дані,

спростити розрахунки для великої кількості можливих комбінацій об'єктів енергетики.

Вироблена чи спожита електроенергія може бути розрахована залежно від способу опису потужності. При відомій аналітичній чи статистичній залежності від часу формула для визначення енергії матиме вигляд:

$$E(T) = \int_0^T P(t) dt, \text{ або } E(T) = \Delta t \cdot \sum_{i=1}^N P_i,$$

де $T = \Delta t \cdot N$. Якщо відома функція $f(x)$ щільності розподілу змінної x , яка описує наявність енергоносія (швидкість вітру чи сонячну радіацію), то:

$$E(T) = T \int_0^{\infty} P(x) f(x) dx,$$

де характеристики $P(x)$ потужності генераторів енергії вважаються відомими.

Таким чином можна визначити всю генеровану за час T енергію, або всю потужність споживача. Однак визначення індексів надійності енергозабезпечення потребує синхронного співставлення генерації та споживання для визначення поточних надлишків чи недостатності енергії. Якщо незалежною змінною вважати поточне значення потужності, то при відомій функції розподілу власне потужності $f_P(p)$ енергія визначатиметься формулою:

$$E(T) = T \int_0^{\infty} p \cdot f_P(p) dp,$$

де інтеграл визначає середню на інтервалі T потужність (математичне сподівання). Якщо споживання відбувається, коли генерована потужність знаходиться в певних межах, наприклад, $P_1 < P_L(t) < P_2$ [6], то використання генерованої енергії можна описати наступним чином:

$$E_O = T \int_{P_1}^{P_2} p \cdot f_P(p) dp, \quad E_1 = T \int_{P_2}^{\infty} p \cdot f_P(p) dp,$$

$$E_2 = T \int_0^{P_1} (P_1 - p) \cdot f_P(p) dp,$$

де E_O – енергія, що безпосередньо використовується обладнанням; енергія E_1 є надлишковою; E_2 – дефіцит енергії, який має бути компенсований з інших джерел. Зазначені величини залежать лише від функції розподілу і дозволяють

сформулювати певні вимоги щодо потреб в акумулюванні енергії.

Якщо споживана потужність жорстко визначена як функція часу, доцільно розглядати величину небалансу потужності: $P_{\Delta}(t) = P_{tot}(t) - P_{load}(t)$. У випадку використання ВДЕ генерована потужність має враховувати також ефективність перетворювача енергії. Знаючи розподіл небалансу $P_{\Delta}(t_i)$ як випадкової величини (або його імовірнісних характеристик як випадкового процесу), можна певним чином виразити шукані показники: потрібну ємність накопичення енергії, імовірну втрату навантаження чи виробленої енергії.

Імітаційний підхід до моделювання енергосистеми дозволяє отримати більш інформативний набір показників надійності енергосистеми. Найчастіше імітаційний підхід базується на моделюванні методом Монте-Карло. Моделювання здійснюється шляхом імітації реального процесу випадкової поведінки енергосистеми. Такий підхід дозволяє враховувати більшість аспектів, не передбачених при плануванні та проектуванні енергосистеми. Моделювання роботи енергосистеми протягом тривалого періоду часу дозволяє отримати майже повне уявлення про можливі випадкові події та недоліки енергосистеми через несприятливий збіг різних обставин та факторів.

Залежно від рівня невизначеності задача оптимізації енергосистеми може бути стохастичною – коли заздалегідь відома не вся інформація і параметри цільової функції чи функцій обмежень є випадковими. Окремим випадком стохастичного є статистичний опис. Ця форма використовується тоді, коли вдається оцінити лише вибірку деякої випадкової величини (у практичних завданнях так найчастіше і буває). Для оцінки роботи системи ВДЕ можна застосувати методи рекурсивного аналізу, використовуючи історичні дані про швидкість вітру, сонячну радіацію та характер споживання. Імітаційне моделювання оперує не лише частковим випадком, щодо якого є початкові дані, а й допускає інші можливі комбінації даних.

Математична модель миттєвої потужності ВЕС та СЕС зокрема розглянута в роботах [7, 8]. Для моделювання застосовано представлення миттєвої потужності у вигляді осередненого зна-

чення для заданого сезону (трендової кривої), середньодобового значення як випадкової величини та поточних короткотермінових змін як випадкового процесу. Отже, функція миттєвої потужності $p=P(t)$ в загальному випадку матиме вигляд:

$$P(t) = \omega(t) + \sigma \cdot \varepsilon + U(t),$$

де $\omega(t)$ – осереднена крива, що імітує традиційну зміну впродовж доби; σ – стандартне відхилення середньодобових значень; ε – стандартна нормально розподілена випадкова величина; $U(t)$ – випадковий процес, що стосується відхилень потужності від середньої в момент часу t .

Апроксимоване середнє $\omega(t)$ та випадковий процес $U(t)$ можна визначити методами, викладеними в роботі [7]. Для моделювання роботи ВЕС застосовано представлення короткотермінових змін $U(t)$ як випадкового процесу типу Орнштейна-Уленбека. У випадковому характері сонячної радіації також можна виділити середньодобову випадкову складову та поточні флуктуації, які носять стохастичний характер. При моделюванні рівня сонячної радіації використано нормально розподілену та рівномірно розподілену випадкові величини. Моделювання в обох випадках здійснюється за такими показниками, як середні значення (математичні сподівання), дисперсії, допустимі зміни за одиницю часу, характер розподілу імовірності певних значень. При цьому до уваги беруться дані з різним часом усереднення – помісячні, середньодобові, поточні (фіксовані з інтервалом у декілька хвилин). Для вітрових станцій осереднена крива може не мати вираженого добового ходу і вважатися константою. Розподіл швидкості вітру в загальному випадку не є нормальним, хоча в певному околі (при значних швидкостях вітру) наближається до нього; загальноживаним для вітру є використання розподілу Вейбула. Натомість для сонячної енергії чітко вирізняється денний та нічний час, функція розподілу інтенсивності в загальному випадку не визначена і апроксимується емпіричними формулами. Зазначимо, що енергія сонця має чітку залежність від географічного положення, а швидкість вітру залежить також від ландшафту.

Принципово важливим у такому математичному моделюванні є можливість зі змінної пове-

дінки потужності ВДЕ виділити прогнозовану складову; наявність налагодженої системи прогнозування та своєчасна диспетчеризація дозволяють запобігти надмірній потребі у резервних потужностях та заздалегідь (на стадії проектування) забезпечити параметри надійної роботи енергосистеми. Потреба у своєчасному (в режимі поточної доби та на добу вперед) прогнозуванні та плануванні роботи об'єктів на базі ВДЕ передбачена як діючими правилами роботи енергосистеми, так і більшою мірою очікуваними змінами енергетичного законодавства, зокрема проектом закону про ринок електричної енергії України. Передбачене створення та робота балансувальної групи якраз потребуватимуть чіткого розуміння параметрів невизначеності та маневрових потреб.

Результати. Для розрахунку сумарної генерації електричної енергії ВЕС та СЕС значення їх миттєвих потужностей моделюються як синхронні. Потім, застосовуючи методи Монте-Карло, можна визначити імовірні рівні сумарної потужності, ймовірність екстремальних значень та інші шукані показники [8].

Розглянемо для прикладу сумісну роботу ВЕС та СЕС однакової потужності (наприклад, по 8 МВт) у кліматичних умовах Чорнобильської зони. Як показують результати моделювання [8], при типовому добовому характері споживання і припущенні, що середня потужність ВДЕ приблизно відповідає потребам споживача, неконтрольована величина небалансу потужності практично не перевищує половини сумарної потужності ВЕС та СЕС, при цьому імовірність значних небалансів мала (рис. 1).

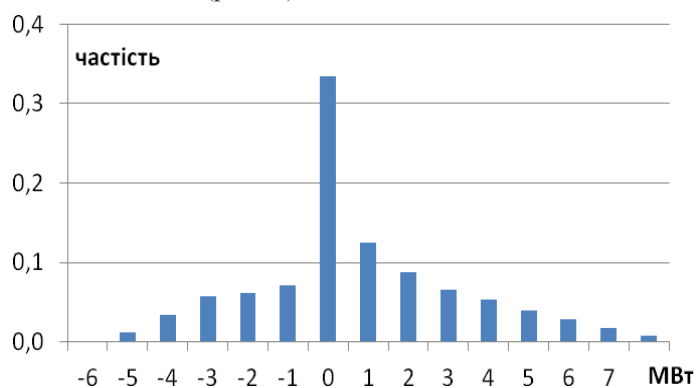


Рис. 1. Гістограма небалансу потужностей комбінованої електростанції.

Як бачимо, основна кількість випадків небалансу (до 80%) зосереджена в інтервалі від -1 до

1 МВт, або в межах 6% номінальної потужності. Можна вважати неконтрольовану складову потужності обмеженою із заданою імовірністю. Так, з імовірністю 0,95 небаланс не перевищує 33% сумарної номінальної потужності ВЕС та СЕС (з урахуванням несиметрії розподілу).

В залежності від результатів, отриманих для кліматичних умов даного регіону, та вимог до надійності роботи енергосистеми можна сформулювати потреби в системах акумулювання енергії, чи балансуєвих маневрових потужностях, чи обмеженнях на ВДЕ.

Для побудови математичної моделі комбінованої енергосистеми необхідно дослідити зв'язки між окремими її елементами, внутрішні та зовнішні фактори, що впливають на її функціонування. Внутрішніми факторами системи можуть бути: функція перетворення енергії джерела в електричну енергію, максимальна потужність установки або її конструктивний параметр. Зовнішніми факторами можуть вважатися, зокрема, контрольовані та неконтрольовані подачі носія енергії, який використовується установкою [9]. У випадку власне Чорнобильської зони відчуження при визначенні перспективних ВДЕ, крім сонця та вітру, зазначають можливість використання біомаси. Наявність теплових станцій, що працюють на біомасі, в силу їх керованості дозволяє значною мірою збалансувати роботу енерговузла (кластера) за рахунок відновлюваних джерел. При цьому критерієм оптимізації може бути зниження сумарних затрат на електричну енергію, чи забезпечення нормативної надійності, чи мінімізація шкідливих викидів, притаманних тепловій енергетиці. В загальному випадку можливе застосування багатокритеріальної оптимізації – одночасної оптимізації за кількома критеріями. Задача багатокритеріальної оптимізації полягає у пошуку вектора цільових змінних, який задовольняє існуючим обмеженням та оптимізує векторну функцію, елементи якої відповідають цільовим функціям оптимізації. Ці функції утворюють математичне описання критерію задовільності та, зазвичай, взаємно конфліктують. Отже потрібно знайти такий розв'язок, за якого значення цільових функцій були б прийнятними для постановника задачі.

Висновки. Територія зони відчуження Чорнобильської зони допускає розміщення значних потужностей вітрових та сонячних електростанцій. Ці потужності виглядатимуть локалізованими стосовно загальної електромережі України. Хоча там збережена мережева інфраструктура і високовольтні лінії електропередач, однак концентроване застосування ВДЕ породжує питання щодо впливу на надійність роботи енергосистеми. Визначальним фактором є наявність нерегулярних змін потужності. Математичне моделювання роботи енергосистеми, зокрема імітаційне, дозволяє врахувати імовірність несприятливих факторів, використовуючи статистичні дані про клімат та особливості енергосистеми. Це дозволяє запобігти надмірній потребі у резервних потужностях при забезпеченні достатньо надійної роботи енергосистеми. З огляду на це принципово важливою є можливість виділити прогнозовану складову у мінливій поведінці потужності ВДЕ. Можливість своєчасного прогнозування та планування дозволяє оптимізувати структуру комбінованої енергосистеми, досягти економічно задовільних результатів при одночасному виконанні екологічних вимог і забезпеченні надійної роботи мережі. При цьому наявність різнопланових вимог потребує багатокритеріальної оптимізації, для досягнення якої може бути використане запропоноване моделювання локальної комплексної енергосистеми на базі ВДЕ.

1. *Passey R. et al.* The potential impacts of grid-connected distributed generation and how to address them: A review of technical and nontechnical factors. *Energy Policy*. – 2011, №39. – P. 6280–6290.

2. *Nikolakakis T., Fthenakis V.* Modeling the environmental impact of PV and wind large scale penetration in regional grids. *IEEE 39th Photovoltaic Specialists Conference (PVSC)*, FL. – 2013. – P. 2326–2330.

3. *Павловський В.В.* та ін. Обмеження потужності відновлюваних джерел енергії за умовами приєднання до електричної мережі. *Праці ІЕД НАНУ*. – 2016, вип. 43. – С. 18–23.

4. *Кузнєцов М.П.* Вплив вітрової енергетики на статичну стійкість енергосистеми // *Відновлювана енергетика*. – 2015. – №3. – С. 24–30.

5. *Billinton R. (et al.)* Reliability Assessment of Electric Power Systems Using Monte Carlo Methods. Springer Science+Business Media, LLC. – 1994. – 361 p.

6. *Кузнєцов М.П.* Деякі особливості автономної роботи вітрової та сонячної електростанцій // *Відновлювана енергетика*. – 2016. – №2. – С. 15–21.

7. Кузнєцов М.П. Особливості моделювання потужності вітрових електростанцій, розташованих на обмеженій території // Відновлювана енергетика. – 2014. – №4. – С. 57–61.

8. Кузнєцов М.М. Моделювання спільної роботи вітрової та сонячної електростанцій // Відновлювана енергетика. – 2016. – №1. – С. 12–16.

9. Розен В. П. та ін. Оптимізація процесів вироблення електроенергії комбінованою електроенергетичною // Енергетика. – 2013. – № 1. – С. 20–26.

REFERENCES

1. Passey R. et al. The potential impacts of grid-connected distributed generation and how to address them: A review of technical and nontechnical factors. Energy Policy. – 2011. – №39. – P. 6280–6290. (Eng)

2. Nikolakakis T., Fthenakis V. Modeling the environmental impact of PV and wind large scale penetration in regional grids. IEEE 39th Photovoltaic Specialists Conference (PVSC), FL. – 2013. – P. 2326–2330. (Eng)

3. Pavlovskiy V. et al. Limitation of RES power under the term of connection to electric network. Works of the IED NAS. – 2016. – Vol.43. – P. 18–23. (Ukr)

4. Kuznietsov M. The impact of wind power on the energy system static stability // Vidnovliuvana enerhetyka. – 2015. – №3. – P. 24–30. (Ukr)

5. Billinton R. (et al.) Reliability Assessment of Electric Power Systems Using Monte Carlo Methods. Springer Science+Business Media, LLC. – 1994. – 361 p. (Eng)

6. Kuznietsov M. Some features of autonomous work of wind and solar power stations // Vidnovliuvana enerhetyka. – 2016. – №2. – P. 15–21. (Ukr)

7. Kuznietsov M. Features of wind power modeling which are located at a limited area // Vidnovliuvana enerhetyka. – 2014. – №4. – P. 57–61. (Ukr)

8. Kuznietsov M. Modeling of wind and solar power collaboration // Vidnovliuvana enerhetyka. – 2016. – №1. – P. 12–16. (Ukr)

9. Rozen V. et al. Optimization of power generation of combined electricity system // Energy – 2013. – №1. – P. 20–26. (Ukr)

Н.П.Кузнєцов, докт.техн.наук, **С.О.Ужейко** (Институт возобновляемой энергетики НАН Украины, Киев)

Вероятные аспекты использования возобновляемых источников энергии в зоне отчуждения Чернобыльской АЭС

Локализация значительных объемов возобновляемой энергетики на отдельном участке электросети чревата осложнениями для надежного энергообеспечения. Случайная природа таких энергоносителей, как солнце и ветер, должна быть учтена при определении потребностей в резервных мощностях. Адекватный учет возможной природы ветровой и солнечной энергии поможет обеспечить экономически обоснованные требования к организации комбинированных локальных энергосистем при переменном характере поступлений электроэнергии. Библ. 9, рис. 1.

Ключевые слова: локальная энергосистема, ветроэлектростанция, солнечная электростанция, математическая модель, оптимизация.

Kuznietsov M., doctor of science, **Uzheiko S.** (Institute of renewable energy, NAS, Ukraine, Kyiv)

Probabilistic aspects of renewable energy using in the Chernobyl Zone

Localization significant amounts of renewable energy on a separate section of the grid can cause complications for reliable energy supply. The random nature of energy such as the sun and wind should be taken into account when determining the need for spare capacity. Adequate consideration of the likely nature of wind and solar energy will provide economically justified requirements of combined local energy systems with the alternating nature of electricity revenues. References 9, figure 1.

Keywords: local grid, wind power, solar power, mathematical model, optimization.

SYNOPSIS

The exclusion zone of Chernobyl allows for the placement of significant wind and solar power plants. These facilities appear localized in relation to the grid, despite the fact that there is network infrastructure and high-voltage power lines needed for transmission of electricity to the national network. However, the use of renewables often raises questions about the impact on the reliability of the grid. This applies to balance of power consumption, stability of dynamic processes in power systems, frequency control capabilities, and so on. In these processes, the determining factor is sensitive to current changes in capacity and scope of irregular changes of power generation. Close assessment of "strength" of the network is performed from these factors. The sensitivity to voltage changes of power in the node connecting RES has also been taken into account.

Combining of the different sources of energy used to ensure the stability of generation. Determining the optimal configuration of complex local power system requires mathematical modeling. A common method is simulation, which allows us to predict various possible combinations of data, using indicators such as average values (mathematical expectations), dispersion, allowable rate of change, distribution of probability. This approach takes into account statistics from different time averaging - monthly, daily, current (fixed intervals of a few minutes). Fundamentally important in this presentation is an opportunity to highlight the estimated component in the changing behavior of RES capacity. Timely forecasting and planning (for the current day and a day ahead) of renewable energy allow us to optimize the structure of a combined power and to achieve economically satisfactory results, as well the implementation of environmental requirements and the needs to ensure reliable operation of the network. Multi-objective optimization is preferred because the presence of diverse requirements, and offered mathematical modeling of complex power system is an efficient way to achieve the goal.

Стаття надійшла до редакції 03.08.16

Остаточна версія 03.09.16