

---

---

## ОПТИКО-ЕЛЕКТРОННІ ПРИСТРОЇ ТА КОМПОНЕНТИ В ЛАЗЕРНИХ І ЕНЕРГЕТИЧНИХ ТЕХНОЛОГІЯХ

---

---

УДК 621.316.1.29

П.Д. ЛЕЖНЮК, С.В. КРАВЧУК, І.В. КОТИЛКО

### ФОТОЕЛЕКТРИЧНІ СТАНЦІЇ ЯК ЕЛЕМЕНТ ЕНЕРГОЕФЕКТИВНОГО ЕЛЕКТРОПОСТАЧАННЯ

*Вінницький національний технічний університет,  
21021, Хмельницьке шосе, 95, м. Вінниця, Україна  
E-mail: [lezhpd@gmail.com](mailto:lezhpd@gmail.com)*

**Анотація.** У статті розглянуто питання інтегрування фотоелектричної станції в локальну електричну систему. Представлено варіант керування потоками потужності для зменшення втрат електроенергії в СЕП з ФЕС

**Ключові слова:** фотоелектрична станція, локальна електрична система, система електропостачання, система автоматизованого керування, накопичувач, оптимальне керування.

**Анотация.** В статье рассмотрены вопросы интеграции фотоэлектрической станции в локальную электрическую систему. Представлен вариант управления потоками мощности для уменьшения потерь электроэнергии в СЭС с ФЭС.

**Ключевые слова:** фотоэлектрическая станция, локальная электрическая система, система электроснабжения, система автоматизированного управления, накопитель, оптимальное управление.

**Abstract.** This paper considers the problem of the integration of a photovoltaic power plant into the local electrical system. An option of the power flows control for the reduction of the power losses in the transmission systems with power plants with photovoltaic power plants (PVP) is considered.

**Key words:** photovoltaic power plant, local electrical system, power supply system, automated control system, storage battery, optimal control.

**DOI: 10.31649/1681-7893-2019-38-2-100-106**

#### ВСТУП

Енергоефективність систем електропостачання (СЕП) визначається декількома чинниками. Це, зокрема, надійність, технологічні втрати в СЕП та якість електричної енергії. На сьогодні середня кількість перерв в електропостачанні (SAIFI) для України становить 5–6 в рік, а тривалість перерв в електропостачанні (SAIDI) становить 600–300 хв/рік [1]. Загальні технологічні втрати електроенергії (ТВЕ) в 2018 р. становили 17,0 млрд. кВт-год або 11,82% від відпуску електроенергії в мережу, нормативна (технічна) складова становила 19,1 млрд. кВт-год або 13,3% [2]. З якістю електроенергії також не все гаразд, зокрема з напругою, оскільки рівень компенсації реактивної потужності в СЕП не достатній.

На сьогодні в СЕП активно розбудовуються фотоелектричні станції (ФЕС). Суттєво змінюються умови експлуатації систем електропостачання – змінюється конфігурація, методи керування потоками потужності, критерії оптимізації тощо. Очікується, що завдяки впровадженню ФЕС джерела електроенергії наближаються до споживача і зменшуються втрати електроенергії на її транспортування, а також підвищується надійність електропостачання та покращується якість електроенергії.

**Метою** статті є розглянути потенційні можливості фотоелектричних станцій впливати на енергоефективність систем електропостачання.

#### ПЕРЕДУМОВИ НОВОЇ КОНЦЕПЦІЇ СИСТЕМ ЕЛЕКТРОПОСТАЧАННЯ

Основні передумови становлення нової (інноваційної) концепції розвитку електроенергетики: дефіцит джерел електричної енергії; постійно зростаючі вимоги до надійності і якості електропостачання з боку споживачів; постійне підвищення вартості електричної енергії в усьому світі; зростання вимог зацікавлених сторін до результатів діяльності енергетичних компаній; вимоги екологічної й промислової безпеки функціонування енергетичних об'єктів; зниження загальносистемних витрат.

Для реалізації нової концепції розвитку електроенергетики необхідна зміна парадигми керування енергосистемою – від концепції централізованого керування до концепції розподіленого керування. Нові

умови й каталізатори розвитку формують потребу в розробленні й впровадженні нових технологій і елементів, що забезпечують: рух потоків електроенергії й інформації від енергетичних компаній до споживачів і назад; постійний контроль за всіма елементами мережі – від роботи електростанцій до споживання електроенергії індивідуальними пристроями; інтеграцію й адаптацію розподілених джерел електроенергії (РДЕ) (у тому числі ФЕС) і засобів акумулювання електроенергії.

Якщо СЕП функціонально були призначені для транспортування і розподілення електроенергії, виробленої централізовано на великих електростанціях, то з розбудовою в них нетрадиційних і відновлюваних джерел енергії вони набувають рис локальної електроенергетичної системи (ЛЕС). В зв'язку з цим виникають нові задачі: узгодження графіків навантаження споживачів і генерування ФЕС з врахуванням їх нестабільності, оптимальне керування потоками потужності з метою зменшення втрат електроенергії і покращання її якості, забезпечення балансової надійності електроенергії в ЛЕС, що формується централізованим і місцевим генеруванням, тощо. Природно, що вирішення цих задач доцільно здійснювати з використанням сучасних Smart Grid технологій.

Концепція Smart Grid передбачає побудову цілком інтегрованої, саморегульованої та самовідновлюваної системи, що містить всі джерела генерування електроенергії, магістральні та розподільні мережі, а також всі види споживачів електроенергії, які керуються єдиною мережею автоматизованих пристроїв в реальному часі [3, 4]. Впровадження Smart Grid технологій відбувається в рамках сценарію розвитку електроенергетики, коли за рахунок розосередженого генерування зменшується централізоване генерування, в результаті чого зменшується навантаження на магістральні електричні мережі, а розподільні мережі повинні адаптуватися до нових умов експлуатації. Оскільки СЕП зі всією інфраструктурою проектувалися під централізоване живлення, то на сьогодні вони вимагають суттєвої модернізації.

Порівняно з існуючими СЕП на базі концепції Smart Grid приймаються або розвиваються інші функціональні властивості. До них відносяться в першу чергу: двосторонні комунікації між всіма елементами, включно і електроспоживачами; розподілене генерування з резервуванням від електроенергетичної системи (ЕЕС); зміна топології від радіальної до замкненої і ліній електропередачі зі двостороннім живленням; керування потоками потужності з метою зменшення втрат електроенергії і покращання її якості; автоматизація керування режимами СЕП з метою їх самооптимізації; дистанційний моніторинг та діагностика технічного стану обладнання, що дозволяє формувати дії на попередження аварій.

Для реалізації нових функціональних властивостей СЕП і створення на їх основі мікро-grid необхідно розвивати інформаційне забезпечення на новому якісному рівні, яке має стати підставою для автоматизації процесів вироблення, транспортування і розподілу електроенергії в ЛЕС з ФЕС.

Незважаючи на те що ФЕС можуть виробити істотну частку електроенергії в енергосистемі, за відсутності ефективного керування СЕП вони не зможуть замінити існуючі теплові, атомні і гідроелектростанції. Останні повинні будуть продовжувати в повному обсязі надавати системні послуги (регулювання частоти й напруги, забезпечення резервів потужності та ін.), необхідні для підтримки надійності електропостачання.

### РЕЖИМНА І БАЛАНСУВАЛЬНА НАДІЙНОСТІ

На рис. 1 показано як формується баланс потужності в СЕП з комбінованим електропостачанням. Поступлення електроенергії здійснюється від ФЕС та джерел централізованого живлення. Навантаження трансформаторних підстанцій складається з навантаження споживачів і генерування ФЕС, які знаходяться у них на балансі.

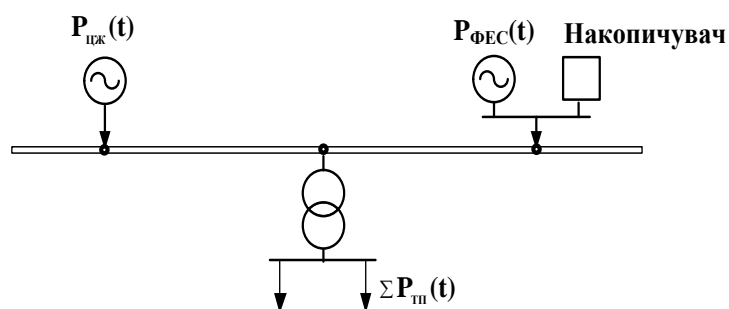


Рисунок 1 – Баланс потужності в локальній електричній системі

Для СЕП з комбінованим електропостачанням можуть виникати три різні задачі оптимізації: забезпечення максимального прибутку від реалізації їх електроенергії за умов багатоступеневого тарифу

енергоринку та технічних обмежень з боку ФЕС; зменшення залежності СЕП з сумарним навантаженням  $P_{\text{нав}}(t)$  від централізованого енергопостачання, тобто мінімізації навантаження СЕП на основний центр живлення; мінімізації на інтервалі часу  $t_0 - t_k$  відхилень від заявленого на наступну добу прогнозованого графіка генерування ФЕС з врахуванням метеорологічних умов та їх характеристик.

Зі зростанням обсягу генерування ФЕС в СЕП актуальною стає задача, яка формулюється наступним чином:

$$\int_{t_0}^{t_k} \frac{1}{2} \left( P_{\text{ФЕС}}(t) - \sum_{i=1}^n P_i(t) \right)^2 dt \rightarrow \min, \quad (1)$$

де  $P_{\text{ФЕС}}(t)$  – заявлений (заданий) графік сумарного генерування ФЕС в СЕП,  $\sum_{i=1}^n P_i(t)$  – поточне сумарне генерування ФЕС,  $n$  – кількість керованих ФЕС в СЕП.

В СЕП для надійного та якісного електропостачання споживачів має підтримуватися баланс потужності:

$$P_{\text{ц.жс}}(t) + \sum_{i=1}^n P_i(t) - \sum_{j=1}^m P_{\text{ТП } j}(t) - \Delta P(t) = 0, \quad (2)$$

де  $P_{\text{ц.жс}}(t)$  – потужність, яка передається в СЕП від централізованих джерел електроенергії,  $P_{\text{ТП } i}(t)$  – навантаження трансформаторних підстанцій (ТП),  $m$  – кількість ТП,  $\Delta P(t)$  – технологічні втрати електроенергії (ТВЕ) в СЕП.

З (2) визначається потужність централізованого живлення СЕП:

$$P_{\text{ц.жс}}(t) = \sum_{j=1}^m P_{\text{ТП } j}(t) + \Delta P(t) - \sum_{i=1}^n P_i(t) = 0. \quad (3)$$

Потужність  $P_{\text{ц.жс}}(t)$  в залежності від внутрішнього балансу потужності в СЕП може бути зі знаками плюс або мінус. В першому випадку централізоване живлення є резервом генерування в СЕП, а в другому – СЕП віддає надлишок електроенергії в ЕЕС. Відмітимо, що необхідною умовою визначення  $P_{\text{ц.жс}}(t)$  є підтримування з заданою точністю генерування ФЕС в СЕП (ідеально мало б бути  $P_{\text{ФЕС}}(t) - \sum_{i=1}^n P_i(t) = 0$ ). При цьому має враховуватися прогнозна інформація щодо метеопараметрів, яка надається відповідною підсистемою автоматизованою системою керування (АСК) і дозволяє достатньо адекватно відтворювати стани ФЕС на наступну добу.

Щодо навантаження трансформаторних підстанцій, то воно визначається за методикою, викладеною в [5]. Втрати ТВЕ в електричних мережах СЕП  $\Delta P(t)$  визначаються за допомогою програмного комплексу [6], в якому використовуються типові графіки і метод визначення навантаження трансформаторних підстанцій.

В балансі потужності СЕП суттєве значення має заявлений графік генерування ФЕС  $P_{\text{ФЕС}}(t)$ , точність дотримання якого залежить від точності прогнозу метеопараметрів. Кращі системи прогнозування "на день наперед" дають похибку в межах до  $\pm 20\%$ . Така похибка не може задовольнити вимоги щодо точності погодинного графіка генерування ФЕС  $10\%$ .

Підвищити точність погодинного генерування ФЕС на добу вперед можливо, зменшивши похибку прогнозу метеопараметрів, що має об'єктивні обмеження, або використовуючи інші методи.

Як показує практичний досвід, кращий метод прогнозування генерування ФЕС – це об'єднання усереднення прогнозів, отриманих від різних постачальників. Як варіант – встановлення певних довірчих коефіцієнтів для параметрів різних метеослужб. Інший шлях – організація балансувального в реальному часі пункту групою ФЕС, генерування кожної з них моделюється і прогнозується окремо. Інтегруючи прогнози від локальних виробників дають більш точне значення сумарного генерування. Разом з тим, такий підхід спрощує і здешевлює підтримування балансу з застосуванням накопичувачів електроенергії або з використанням системного резерву як платної послуги. В цьому випадку простіше узгоджувати графіки генерування ФЕС та навантаження споживачів електроенергії.

Найбільше відхилення від заявленого погодинного графіка генерування ФЕС можна компенсувати двома способами. Перший – контролювати не погодинний графік потужності генерування, а сумарне генерування електроенергії за добу. Як правило, тут похибка вкладається у встановлені  $10\%$ . Другий спосіб виконання заявленого добового графіка потужності – це допустити одну-дві його поточні

корекції за результатами реальних вимірювань. Враховуючи розосередженість ФЕС в СЕП, така корекція практично не вплине на баланс в ній.

Забезпечення балансу режимів СЕП в процесі генерування, розподілу та споживання електроенергії з урахуванням особливостей ФЕС у реальному часі крім потужних комунікаційних можливостей розосередженої системи керування вимагає залучення відповідних підходів щодо формування керуючих впливів та законів керування окремими джерелами електроенергії з урахуванням специфіки їх керованості та спостережності. Як приклад, такої системи можна навести систему керування СЕП з ФЕС, яка запропонована в [7]. Особливістю цієї системи керування є те, що вона відкрита для доповнення новими функціями і розширення можливостей. На сьогодні вона доповнена блоком, в якому використовуються типові графіки навантаження і реалізована методика визначення максимального навантаження трансформаторних підстанцій [5] для прогнозування балансу потужності в СЕП і визначення ТВЕ. Для підтримування балансу потужності в СЕП і генерування ФЕС за графіком, узгодженим з оператором по розподілу електроенергії, запропоновано АСК «Energy Storage» накопичувачами електроенергії.

Слід відмітити, що ФЕС розміщені нерівномірно по території і, в свою чергу, досить важко оцінити їх вплив на надійність електропостачання електричних мереж. На рис. 2, приведена зміна SAIDI для 2011, 2015–2018 років, середні значення для міських та сільських СЕП [1].

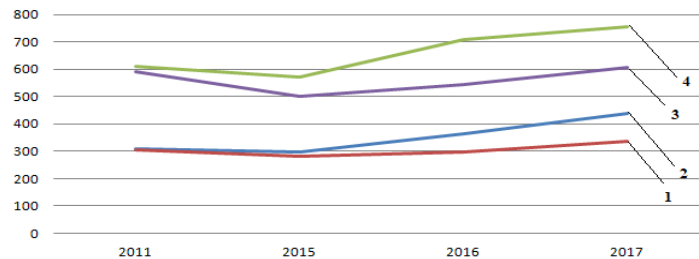


Рисунок 2 – Запланований показник SAIDI (1) та фактичний (2) для міських електричних мереж та 3 і 4 – відповідно для сільських мереж України

Виходячи зі статистичних даних, збільшення потужності генерування ФЕС, активне впровадження яких в СЕП почало зростати в 2015 році, може бути причиною підвищення довгих перерв в електропостачанні (SAIDI). Проаналізовано темпи збільшення генерування ФЕС в розрізі кожної енергопостачальної компанії, серед інших виділено ПАТ «Вінницяобленерго» (рис. 3), оскільки тут, починаючи з 2015 року, приріст потужності генерування ФЕС був найбільший. Аналізується лише генерування ФЕС, тому що вітровий потенціал для цього регіону є незначним. Отже, потужність генерування на початку 2015 року становила 41,3 МВт і збільшилися майже в чотири рази за наступні три роки – в кінці 2018 року потужність ФЕС становила 180 МВт. Проте вплив ФЕС на надійність мереж тут суттєво відрізняється від впливу на інші мережі в Україні в цілому (див. рис. 3).

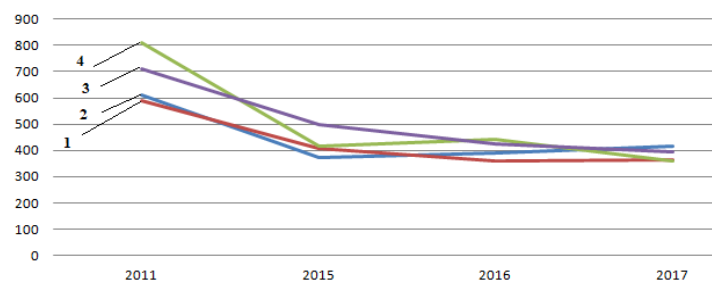


Рисунок 3 – Запланований показник SAIDI (1) та фактичний (2) для міських електричних мереж та (3) і (4) відповідно для сільських мереж ПАТ «Вінницяобленерго»

Одночасне покращення рівня технічного оснащення мереж, як спостерігається у «Вінницяобленерго», разом з розбудовою ФЕС дозволяє розкрити їх потенціал з огляду на можливість забезпечення дотримання показника тривалості довгих перерв в електропостачанні в міських та сільських електричних мережах. Аналіз залежностей на рис. 2 та 3 дозволяє зробити висновок, що оцінити і досягти максимального ефекту від впровадження ФЕС з огляду на можливість забезпечення нормативних показників по надійності (безперервності) електропостачання можна, враховуючи технічний стан електричної мережі, до якої вони приєднуються.

Генерування ФЕС має значний потенціал для підвищення ефективності СЕП і це слід заохочувати. Однак, конструкція системи розподілу і методи роботи, як правило, на основі радіальних потоків потужності створюють низку проблем для успішного впровадження ФЕС. Крім задачі балансування в електричних мережах для підвищення техніко-економічної ефективності сумісної експлуатації ФЕС і СЕП необхідно розв'язати ще задачі зменшення втрат електроенергії і покращання якості електропостачання споживачів.

### КЕРУВАННЯ ПОТОКАМИ ПОТУЖНОСТІ ДЛЯ ЗМЕНШЕННЯ ВТРАТ ЕЛЕКТРОЕНЕРГІЇ В СЕП З ФЕС

В [8, 9] розглянуто основні способи та алгоритми оптимізації потоків потужності в СЕП з ФЕС для зменшення втрат електроенергії. Основою їх є визначення потужності та місця під'єднання ФЕС до мережі, узгодження графіків генерування ФЕС та навантаження споживачів [10].

Забезпечення балансу режимів СЕП в процесі генерування, розподілу та споживання електроенергії з урахуванням особливостей ФЕС у реальному часі крім потужних комунікаційних можливостей розосередженої системи керування вимагає залучення відповідних підходів щодо формування керуючих впливів та законів керування окремими джерелами електроенергії з урахуванням специфіки їх керованості та спостережності. Як приклад, такої системи можна навести систему керування СЕП з ФЕС (див. рис. 4). Особливістю цієї системи керування є те, що вона відкрита для доповнення новими функціями і розширення можливостей. На сьогодні вона доповнена блоком, в якому використовуються типові графіки навантаження і реалізована методика визначення максимального навантаження ТП [5] для прогнозування балансу потужності в ФЕС і визначення ТВЕ. Для підтримування балансу потужності в СЕП і генерування ФЕС за графіком, узгодженим з оператором по розподілу електроенергії, запропоновано АСК «Energy Storage» накопичувачами електроенергії.

Відповідно до Smart Grid технологій децентралізація частини функцій керування (рис. 4) за рахунок застосування локальних систем керування, переважно автоматичних, потребує створення умов стійкості, адекватності та адаптивності керування енергетичними об'єктами, як у штатних ситуаціях – з метою оптимізації функціонування, так і у нештатних – з метою швидкої ліквідації аварій та мінімізації їх наслідків.

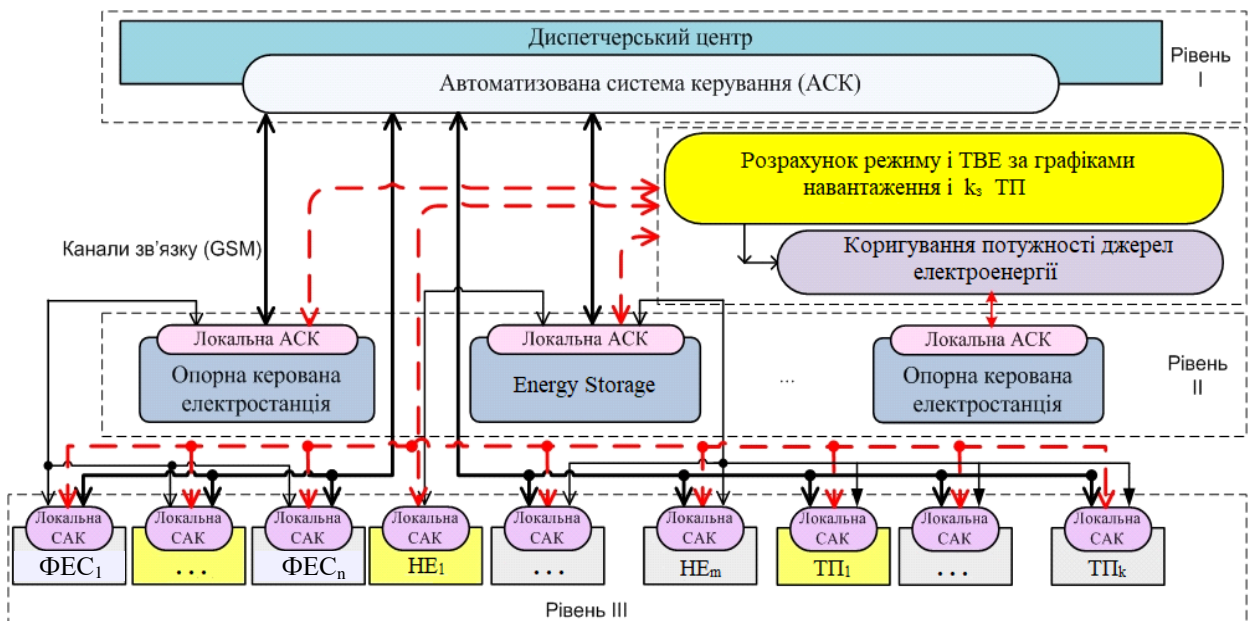


Рисунок 4 – Структурна схема АСК джерелами електроенергії з локальними САК

Таким вимогам, щодо керування режимами СЕП найбільше відповідає адаптивне керування з децентралізацією частини функцій. Адаптивні системи автоматичного керування (САК) дозволяють здійснювати керування технологічними процесами в умовах неповної або недосконалої поточної інформації відносно характеристик об'єкту керування та впливів зовнішнього середовища, що характерне для ФЕС, особливо, якщо керування має здійснюватися у реальному часі. Найбільш відомим

напрямок детермінованих функціонально-адаптивних, саморегульованих систем керування є керування з еталонною моделлю.

Враховуючи наведене вище для реалізації комплексу задач оптимального керування ФЕС в СЕП необхідною умовою є забезпечення можливості централізованого керування об'єктом у реальному часі. Однак, ця умова не може бути забезпечена через просторову розподіленість об'єкта керування та обмежену надійність каналів зв'язку між ними та диспетчерським центром. Виходячи з цього автоматизована система керування з необхідним переліком функцій керування побудована як централізована система оперативного керування з децентралізацією функцій реального часу (рис. 4) за рахунок застосування локальних систем автоматичного керування. Задача створення нормальної двосторонньої комунікації розв'язується шляхом застосування оптоелектронних каналів зв'язку.

Особливістю роботи СЕП з ФЕС є те, що навіть коли вони розімкнені, але працюють паралельно з магістральними мережами, то утворюються лінії з двостороннім живленням. В цих випадках, а, як правило, мережі працюють саме так, виникає задача компенсації впливу мережі вищої напруги на мережу нижчої напруги. Наслідком такого впливу є додаткові втрати електроенергії в мережі нижчої напруги. Зменшити ці втрати можна, коригуючи потоки потужності між ФЕС і централізованими джерелами електроенергії. Реально це можна зробити або змінюючи потужність ФЕС, або змінюючи коефіцієнти трансформації трансформаторів зв'язку СЕП і магістральної мереж. В першому випадку відповідним чином коригується графік генерування ФЕС в межах допустимих відхилень заявленого ними графіка.

Оскільки графіки навантаження споживачів електроенергії постійно змінюються, то змінюється і поточкорозподіл в СЕП. Відслідковувати і оптимізувати потоки потужності в СЕП можливо тільки за допомогою АСК, схема якої показана на рис. 4. Для коригування потоків потужності в СЕП використовуються керовані ВДЕ. Це можуть бути ВЕС, ФЕС і малі ГЕС, що входять в неї.

Можливий інший варіант оптимального керування потоками потужності в СЕП, коли електричні мережі в ній замкнені. В цьому випадку, оскільки мережі вищої напруги (ВН) і нижчої напруги (НН) працюють паралельно, то необхідно зменшувати додаткові втрати електроенергії в СЕП за допомогою АСК в темпі процесу. Коригувальних дій ФЕС, як правило, недостатньо і для оптимізації потоків потужності в СЕП необхідно задіяти трансформатори зв'язку її з ЕЕС. Ними вводяться зрівнювальні електрорушійні сили в замкнені контури і компенсується вплив неоднорідності електричних мереж ВН і НН.

## ВИСНОВКИ

Інтегрування ФЕС в системи електропостачання може і повинно здійснюватися з врахуванням інтересів СЕП. Розбудова ФЕС в СЕП може супроводжуватися підвищенням надійності (покращанням SAIDI і SAIFI), зменшення втрат електроенергії і покращанням її якості. Впровадження SMART GRID технологій на рівні децентралізованих систем електропостачання покращує їх техніко-економічну ефективність. Перехід на нову технологічну платформу та з новими джерелами електроенергії обіцяє підвищити надійність, якість та економічність електропостачання.

## СПИСОК ЛІТЕРАТУРИ

1. Звіт про результати діяльності у 2017 році [Електронний ресурс] // Затверджено постановою НКРЕКП від 23 березня 2018 року № 360. Режим доступу–URL: [http://www.nerc.gov.ua/data/filearch/Catalog3/Richnyi\\_zvit\\_NKREKP\\_2017.pdf](http://www.nerc.gov.ua/data/filearch/Catalog3/Richnyi_zvit_NKREKP_2017.pdf)
2. Техніко-економічний аналіз діяльності ПЕК за січень–грудень 2018 року / ГО «Науково-технічна спілка енергетиків та електротехніків України».
3. IEEE Guide for Electric Power Distribution Reliability Indices," in IEEE Std 1366-2012 (Revision of IEEE Std 1366-2003) , vol., no., pp.1-43, 31 May 2012 doi: 10.1109/IEEESTD.2012.6209381
4. Кобец Б.Б., Волкова І.О. Инновационное развитие электроэнергетики на базе концепции Smart Grid. – М.: ИАЦ Энергия, 2010. – 208 с.
5. Буславець О. А. Визначення максимального навантаження трансформаторних підстанцій розрахунковим шляхом / О. А. Буславець, А. О. Квицинський, Л. Н. Кудаський [та ін.] // Енергетика та електрифікація. – 2013. – №5. – С. 25–31.
6. Добровольська Л.Н., Кулик В.В., Лежнюк П.Д. Електроощадні технології в електроенергетичних системах. – Луцьк: Вежа-Друк, 2018. – 328 с.
7. Балансова надійність електричної мережі з фотоелектричними станціями: монографія // Лежнюк П.Д., Комар В.О., Кравчук С.В., Лесько В.О., Нетребський В.В. – Вінниця: ВНТУ, 2018. – 136 с.
8. Лежнюк П.Д., Рубаненко О.Є., Гунько І. О. Вплив розосереджених джерел енергії на втрати електроенергії в електричній мережі // Электрические сети и системы. – 2016. – №4–5. – С. 87–93.

9. Лежнюк П.Д., Рубаненко О.Є., Гунько І. О. Оптимізація режимів електричних мереж з відновлюваними джерелами електроенергії: монографія. – Вінниця: ВНТУ, 2017. – 164 с.
10. Лежнюк П.Д., Комар В.О., Кравчук С.В. Узгодження графіків генерування ВДЕ та навантаження споживачів // Электрические сети и системы. – 2016. – №4-5. – С. 76– 80.

## REFERENCES

1. Performance Report 2017 [Electronic resource] // Approved by NERCER Resolution No. 360 of March 23, 2018. Access Mode URL: [http://www.nerc.gov.ua/data/filearch/Catalog3/Richnyi\\_zvit\\_NKREKP\\_2017.pdf](http://www.nerc.gov.ua/data/filearch/Catalog3/Richnyi_zvit_NKREKP_2017.pdf)
2. Feasibility study of the activities of FEC for January-December 2018 / NGO "Scientific and Technical Union of Energy and Electrical Engineers of Ukraine".
3. IEEE Guide to Electric Power Distribution Reliability Indices, "and IEEE Std 1366-2012 (Revision of IEEE Std 1366-2003), vol., No., Pp.1-43, 31 May 2012 doi: 10.1109 / IEEESTD.2012.6209381
4. Kobets BB, Volkova IO Innovative electricity development based on the Smart Grid concept. - M.: IAC Energy, 2010. - 208 p.
5. OA Buslavets Determination of maximum load of transformer substations by calculation method / OA Buslavets, AA Kvitsynskiy, LN Kudatsky [and others] // Power engineering and electrification. - 2013. - №5. - P. 25–31.
6. Dobrovolskaya LN, Kulik VV, Lezhniuk PD Electricity saving technologies in power systems. - Lutsk: Tower Print, 2018. - 328 p.
7. Balance reliability of an electric network with photoelectric stations: a monograph // Lezhniuk PD, Komar VA, Kravchuk SV, Lesko VA, Netrebsky VV - Vinnitsa: VNTU, 2018. - 136 p.
8. PD Lezhniuk, OE Rubanenko, IA Gunko The influence of dispersed energy sources on electricity losses in the electric grid // Electric networks and systems. - 2016. - №4-5. - P. 87– 93.
9. PD Lezhniuk, OE Rubanenko, IA Gunko Optimization of modes of electricity networks with renewable energy sources: monograph. - Vinnitsa: VNTU, 2017. - 164 p.
10. PD Lezhniuk, VA Komar, SV Kravchuk. Reconciliation of RES generation schedules and consumer load // Electrical Networks and Systems. - 2016. - №4-5. - P. 76-80.

Надійшла в редакцію 18.09.2019р.

**ЛЕЖНЮК ПЕТРО ДЕМ'ЯНОВИЧ** – д.т.н., професор, завідувач кафедри Електричних станцій та систем, Вінницький національний технічний університет, Вінниця, Україна, E-mail: lezhpd@gmail.com

**КРАВЧУК СЕРГІЙ ВАСИЛЬОВИЧ** – к.т.н., директор ТОВ «НЕСС ЕНЕРДЖІ», Вінниця, Україна

**КОТИЛКО ІРИНА ВАДИМІВНА** – методист 1-ї кат, Вінницький національний технічний університет, Вінниця, Україна