

УДК 621.315.21

**Ю. О. Варецький**

Національний університет “Львівська політехніка”,  
кафедра електроенергетики та систем управління,  
e-mail: yurii.o.varetskyi@lpnu.ua

**А. Б. Козовий**

Національний університет “Львівська політехніка”,  
кафедра електроенергетики та систем управління,  
e-mail: andrii.b.kozovyi@lpnu.ua

**А. В. Федун**

Національний університет “Львівська політехніка”,  
кафедра електроенергетики та систем управління,  
e-mail: andrii.fedun.meeee.2024@lpnu.ua

## ПОШИРЕННЯ КОЛИВАНЬ НАПРУГИ В РОЗПОДІЛЬНИХ МЕРЕЖАХ З ВІДНОВЛЮВАНИМИ ДЖЕРЕЛАМИ ЕНЕРГІЇ

<https://doi.org/10.23939/sepes2025.01.001>

© Варецький Ю. О., Козовий А. Б., Федун А. В., 2025

Дедалі більше проникнення відновлюваних джерел енергії (ВДЕ), таких як сонячні та вітрові електростанції, у розподільну мережу середньої напруги спричиняє велике занепокоєння щодо регулювання напруги на локальних підстанціях. Розуміти специфіку впливу роботи ВДЕ на явище та поширення коливань напруги в розподільній мережі важливо для інженерних рішень у практиці проєктування та експлуатації ВДЕ. У цій статті описано алгоритм оцінювання впливу ВДЕ на коливання напруги в мережі середньої напруги. Алгоритм враховує метод керування ВДЕ із фіксованим коефіцієнтом потужності та реалізований у моделі мережі, розроблений за допомогою програмного забезпечення для розрахунку усталених режимів. Під час дослідження вивчено вплив різних значень коефіцієнтів потужності ВДЕ на коливання напруги в розподільній мережі. Робота ВДЕ із коефіцієнтами реактивної потужності, які відстають, як метод зменшення коливань напруги призводить до ускладнення поширення коливань напруги порівняно з тими, що мають випереджувальний коефіцієнт реактивної потужності. На основі моделювання реальної мережі середньої напруги доведено можливість оптимального пом'якшення коливань напруги в мережі за допомогою вибору необхідного коефіцієнта реактивної потужності ВДЕ. Однак, вибираючи адекватне значення реактивної потужності ВДЕ для певної розподільної мережі, необхідно враховувати певні суперечності щодо оптимальності режиму: зменшення коливань напруги за допомогою керування реактивною потужністю ВДЕ призводить до збільшення втрат енергії в мережі. Запропонована модель дає змогу також розраховувати зміни втрат енергії в розподільній мережі залежно від коефіцієнтів реактивної потужності ВДЕ, що забезпечує практичне вирішення проблеми оптимальної стратегії керування.

**Ключові слова:** розподільна мережа, фотоелектрична електростанція, реактивна потужність, відновлюване джерело енергії, коливання напруги.

### **Проблема**

Протягом останнього десятиліття в Україні спостерігається значне зростання виробництва електроенергії із сонячних (СЕС) та вітрових (ВЕС) електростанцій [1]. Більшість відновлюваних джерел енергії (ВДЕ) потужністю від десятків кВт до кількох МВт використовуються в розподільних мережах низької та середньої напруги. Через змінний характер виробництва електроенергії ВДЕ виникають проблеми із підтримкою необхідних рівнів напруги на шинах підстанції та оптимізацією втрат енергії в розподільній мережі. Як повідомлено в [2], навіть на сучасному етапі оператори українських енергосистем в екстремальних ситуаціях змушені обмежувати виробництво електроенергії з ВДЕ через значні проблеми з дотриманням частоти, контролем перетоків потужності та рівнів напруги.

### **Актуальність дослідження**

Огляд досліджень з цього питання засвідчив зростання інтересу до підвищення керованості ВДЕ для зменшення їхнього негативного впливу на розподільну мережу. Щоб знайти ключ до вирішення проблеми пом'якшення негативного впливу ВДЕ на розподільну мережу, використовують такі підходи: регулювання активної та реактивної потужності, гібридне використання відновлюваних джерел енергії із системами накопичення енергії, активні системи розподілу та контрольоване споживання [3–6].

У багатьох роботах досліджено можливості наявних технологій та засобів регулювання реактивної потужності, використання регулювання під навантаженням трансформаторів (РПН) для покращення профілю напруги в розподільній мережі із застосуванням ВДЕ [3, 6–10]. Однак такі підходи непридатні для компенсації швидких відхилень напруги, таких як коливання напруги, в режимі реального часу. І навіть більше, вони потребують додаткових затрат, пов'язаних із встановленням коригувальних пристроїв. Цим зумовлений значний практичний інтерес до вдосконаленого керування електронними інверторами ВДЕ як економічного вирішення цієї проблеми. Згідно зі стандартом IEEE 1547 [10], інвертори всіх нових або наявних установок ВДЕ потужністю понад 2 МВт повинні бути оснащені функціями регулювання реактивної потужності та напруги, які дають змогу операторам використовувати їхню доступність для керування напругою та перетоками потужності в електричній мережі.

### **Формулювання мети та завдань статті**

Мета роботи – проаналізувати явище поширення коливань напруги в мережі, спричинених змінами генерування потужності ВДЕ внаслідок зміни зовнішніх кліматичних впливів, та розвиток методу оцінювання коливань напруги у вузлах електричної мережі. Завдання статті – розробити модель для розрахунку коливань напруги в електричній мережі, спричинених роботою ВДЕ.

### **Аналіз останніх досліджень і публікацій**

У роботі [3] автори запропонували оптимальний метод планування для розподілених генераторів, акумуляторних систем накопичення енергії, трансформаторів із перемиканням відгалужень та керованих навантажень, що застосовують для інтелектуальної мережі. В основу цього методу покладено прогнозування значень розподіленої генерації та навантаження на основі графіка опорної потужності із метою мінімізації загальних втрат в мережі. Продемонстровано, що цілей регулювання напруги також можна досягти, дотримуючись обмежень оптимізації втрат потужності. У статті [5] здійснено огляд техніко-економічних аспектів гібридних систем відновлюваної енергетики та методів оптимізації для досягнення оптимальної конфігурації електричних

мереж. У роботі [6] описано комбінацію центральних та локальних методів керування напругою за допомогою фотоелектричних інверторів у незбалансованих розподільних мережах. Показано, що в незбалансованих трифазних чотирипровідних мережах ефект зміщення нейтралі потребує особливої уваги під час керування активною та реактивною потужністю. Автори роботи [7] запропонували компактний вираз для регулювання напруги трансформатора. Основною особливістю запропонованого методу є урахування відхилення напруги від номінального значення під час визначення робочих коефіцієнтів трансформації. Пропонований метод може бути використаний для розрахунку змін коефіцієнтів трансформації під час змін робочих режимів відновлюваних джерел енергії. У статті [8] запропоновано просту схему оптимального використання реактивної потужності наявних сонячних фотоелектричних інверторів для збільшення загального використання потужності ВЕС у розподільній мережі. З порівняльного дослідження рівнів використання вітрової енергії, коли сонячні фотоелектричні інвертори працюють із фіксованим значенням реактивної потужності та фактичною кривою можливостей інвертора, можна зробити висновок, що використання реактивної потужності наявних сонячних фотоелектричних інверторів може сприяти значному збільшенню використання вітрової енергії в електричних мережах. У роботі [9] запропоновано новий кооперативний протокол для забезпечення належного регулювання напруги для кількох фідерів із використанням РПН трансформатора, незбалансованим розподілом навантаження та кількома розподіленими ВДЕ в кожному фідері. Мета полягає в досягненні системних вимог через мінімізацію відхилення напруги, а також вимог до пристроїв за допомогою зменшення кількості перемикачів РПН та максимізації використання енергії розподілених електростанцій.

У цій статті викладено дослідження впливу стратегій керування реактивною потужністю ВДЕ на поширення коливань напруги в розподільній мережі з урахуванням втрат енергії.

#### Втрати потужності та коливання напруги під час роботи ВДЕ

Розглянемо вплив ВДЕ на робочий стан розподільної мережі середньої напруги на прикладі найпростішого еквівалента, показаного на рис. 1.

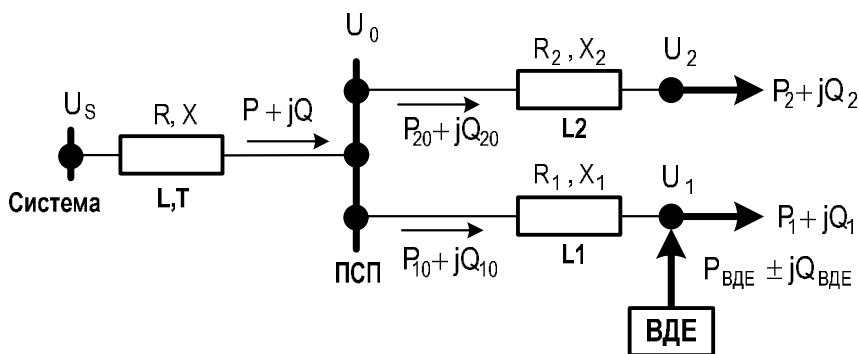


Рис. 1. Найпростіший еквівалент розподільної мережі середньої напруги

На рис. 1 використано такі позначення:

$L, T$  – повітряна лінія високої напруги та трансформатор;  $U_s, U_0$  – зведені напруги шин підстанції розподільної мережі та вторинної обмотки трансформатора мережі відповідно;  $U_1, U_2$  – напруги на шинах підстанцій розподільної мережі;  $R, X$  – сумарні еквівалентні активний та реактивний опори лінії високої напруги та трансформатора розподільної мережі;  $R_1, R_2, X_1, X_2$  – еквівалентні активні та реактивні опори ліній розподільної мережі.

Під час роботи ВДЕ втрати активної та реактивної потужності в лінії  $L1$  розраховують так:

$$\begin{aligned}\Delta P_1 &= \frac{(P_1 - P_{RES})^2 + (Q_1 \mp Q_{ВДЕ})^2}{U_1^2} R_1, \\ \Delta Q_1 &= \frac{(P_1 - P_{ВДЕ})^2 + (Q_1 \mp Q_{ВДЕ})^2}{U_1^2} X_1.\end{aligned}\quad (1)$$

Втрати активної та реактивної потужності в мережі можуть збільшуватися або зменшуватися залежно від балансу активних та реактивних потужностей між ВДЕ та локальним навантаженням. Крім того, добові графіки навантажень мережі та генерації ВДЕ мають очевидні відмінності. Як видно з формули (1), втрати потужності в мережі залежать від суми квадратів активної та реактивної потужностей і не залежать від їх напрямків. Якщо прийняти, що в робочих умовах напруга в точці 1 підтримується як  $U_1 \approx \text{const}$ , то додаткові втрати потужності відносно втрат потужності без ВДЕ ( $\Delta P_1'$  та  $\Delta Q_1'$ ) зміняться так:

$$\begin{aligned}\Delta \Delta P_1 &= \Delta P_1 - \Delta P_1' = -\frac{P_{ВДЕ}(2P_1 - P_{ВДЕ}) \pm Q_{ВДЕ}(2Q_1 \mp Q_{ВДЕ})}{U_1^2} R_1, \\ \Delta \Delta Q_1 &= \Delta Q_1 - \Delta Q_1' = -\frac{P_{ВДЕ}(2P_1 - P_{ВДЕ}) \pm Q_{ВДЕ}(2Q_1 \mp Q_{ВДЕ})}{U_1^2} X_1.\end{aligned}\quad (2)$$

З виразу (2) бачимо, що зміна втрат потужності залежить не лише від поточного значення активної та реактивної потужностей ВДЕ, але й від поточних потужностей навантаження.

Зміна потоку потужності лінії L1 під час роботи ВДЕ також змінить втрати потужності в зовнішній мережі LT:

$$\begin{aligned}\Delta P &= \frac{(P_1 - P_{ВДЕ} + P_{20} + \Delta P_1)^2 + (Q_1 \mp Q_{ВДЕ} + Q_{20} + \Delta Q_1)^2}{U_0^2} R, \\ \Delta Q &= \frac{(P_1 - P_{ВДЕ} + P_{20} + \Delta P_1)^2 + (Q_1 \mp Q_{ВДЕ} + Q_{20} + \Delta Q_1)^2}{U_0^2} X.\end{aligned}\quad (3)$$

Отже, зміни втрат потужності в зовнішній мережі відбуватимуться не лише внаслідок роботи ВДЕ, але й через зміни втрат потужності в лінії L1.

Однак зміна потужності в лінії L1 незначно впливає на втрати потужності в паралельній лінії L2. Тобто робота ВДЕ впливає здебільшого на втрати потужності в лінії живлення та в лінії, де встановлено ВДЕ.

Стратегія керування реактивною потужністю ВДЕ істотно впливає на втрати потужності в мережі. Вітрові та фотоелектричні генератори підключені до розподільної мережі через інвертори, які можуть керувати реактивною потужністю ВДЕ залежно від вимог мережі. Значення реактивної потужності інвертора ВДЕ залежить від його номінальної потужності та поточної генерованої активної потужності. Тому реактивну потужність інвертора ВДЕ не можна вважати нескінченною величиною і цю реальність потрібно враховувати під час проектування та експлуатації ВДЕ. Найнижче значення реактивної потужності ВДЕ можна оцінити, враховуючи максимальну генеровану активну потужність ВДЕ  $P_{ВДЕ\text{max}}$  та потужність інвертора  $S_I$  за таким виразом:

$$Q_{ВДЕ\text{min}} = \sqrt{S_I^2 - P_{ВДЕ\text{max}}^2}.\quad (4)$$

Як видно із (4), зі зменшенням генерованої ВДЕ активної потужності здатність інвертора ВДЕ генерувати реактивну потужність у мережі збільшується. У разі використання порівняно потужної станції ВДЕ в слабконавантаженій локальній розподільній мережі втрати потужності можуть зростати, якщо ємнісна реактивна потужність ВДЕ істотно перевищує реактивне навантаження локального навантаження. Тому навантажувальні втрати активної потужності в мережі можуть

збільшуватися або зменшуватися залежно від стратегії керування реактивною потужністю інвертора ВДЕ. Як показує досвід експлуатації вітрових та сонячних електростанцій у західному регіоні України, максимальна робоча генерована активна потужність ВДЕ рідко перевищує 70–90% від номінальної. Однак в умовах експлуатації, коли генерується максимальна активна потужність, потрібно керуватися обмеженнями, що виникають із умови (4). Ці міркування демонструють можливість використання інверторів ВДЕ для завдань регулювання реактивної потужності в розподільній мережі.

Випадкові зміни активної та реактивної потужностей ВДЕ спричиняють відповідні зміни потоків потужності та, як наслідок, зміни втрат напруги в розподільній мережі.

Для еквівалента мережі на рис. 1 втрату напруги на лінії L1 під час роботи ВДЕ можна записати так:

$$\Delta U_1 = \frac{(P_1 + \Delta P_1) \cdot R_1 + (Q_1 + \Delta Q_1) \cdot X_1}{U_0} - \frac{P_{\text{ВДЕ}} \cdot R_1 \pm Q_{\text{ВДЕ}} \cdot X_1}{U_0}, \quad (5)$$

чи

$$\Delta U_1 = \frac{R_1}{U_0} [(P_1 + \Delta P_1) + (Q_1 + \Delta Q_1) \cdot \operatorname{tg} \varphi_1 - P_{\text{ВДЕ}} \mp Q_{\text{ВДЕ}} \cdot \operatorname{tg} \varphi_1], \quad (6)$$

де  $\operatorname{tg} \varphi_1 = X_1/R_1$  та  $\Delta P_1, \Delta Q_1$  – втрати потужності, враховані для  $P_{\text{ВДЕ}}$  та  $Q_{\text{ВДЕ}}$ .

Зміна вихідного значення ВДЕ від 0 до значення  $P_{\text{ВДЕ}} \pm jQ_{\text{ВДЕ}}$ , враховуючи зміну втрат потужності L1 згідно з (3), викликає наступне коливання напруги у вузлі 1:

$$\delta U_1 = \Delta U_1 - \Delta U'_1 = \frac{R_1}{U_0} (\Delta \Delta P_1 + \Delta \Delta Q_1 \cdot \operatorname{tg} \varphi_1 - P_{\text{ВДЕ}} \mp Q_{\text{ВДЕ}} \cdot \operatorname{tg} \varphi_1), \quad (7)$$

де  $\Delta U'_1$  – втрата напруги в лінії L1 без використання ВДЕ, а  $\Delta \Delta P_1, \Delta \Delta Q_1$  – зміни втрат потужності, спричинені  $P_{\text{ВДЕ}}$  та  $Q_{\text{ВДЕ}}$ .

Як видно з формули (5), зміну втрати напруги, спричинену зміною активної потужності ВДЕ, можна компенсувати відповідним значенням реактивної потужності ВДЕ. Це означає, що, із урахуванням вимоги незмінної втрати напруги в мережі, підвищення напруги вузла  $U_1$  через збільшення активної потужності ВДЕ потребуватиме збільшення споживаної реактивної потужності ВДЕ. Отже, реактивна потужність ВДЕ у цьому випадку повинна бути індуктивною. І навпаки, зростання реактивної потужності ВДЕ (ємнісної реактивної потужності) збільшує амплітуду коливання напруги у разі підвищення активної потужності ВДЕ. Зазначимо, що вплив змін реактивної потужності ВДЕ також залежить від співвідношення між реактивним опором та активними опорами лінії, тобто коефіцієнта  $\operatorname{tg} \varphi_1$ . Отже, регулювання реактивної потужності ВДЕ може впливати на коливання напруги в мережі.

Прийнявши

$$\alpha = \frac{R_1}{U_0} (\Delta \Delta P_1 + \Delta \Delta Q_1 \cdot \operatorname{tg} \varphi_1) \text{ і } Q_{\text{ВДЕ}} = P_{\text{ВДЕ}} \cdot \operatorname{tg} \varphi_{\text{ВДЕ}},$$

залежність коливання напруги  $\delta U_1$  від вихідної потужності ВДЕ можна виразити як:

$$\delta U_1 = \alpha - \frac{R_1}{U_0} P_{\text{ВДЕ}} (1 \pm \operatorname{tg} \varphi_{\text{ВДЕ}} \cdot \operatorname{tg} \varphi_1). \quad (8)$$

Аналізуючи вираз (8), можна зазначити, що залежність коливань напруги, як правило, не є лінійною функцією активної генерованої потужності ВДЕ за умови заданого коефіцієнта реактивної потужності, оскільки значення  $\alpha$  залежить від втрат потужності в лінії L1 через зміни генерованої потужності ВДЕ.

Зміни потоку потужності мережі, спричинені роботою ВДЕ, також впливають на втрату напруги у зовнішній мережі  $L, T$ :

$$\Delta U_0 = \frac{R}{U_0} [(P_1 + \Delta P_1 + P_{20}) + (Q_1 + \Delta Q_1 + Q_{20}) \cdot \operatorname{tg} \varphi_0 - P_{\text{ВДЕ}} \mp Q_{\text{ВДЕ}} \cdot \operatorname{tg} \varphi_0], \quad (9)$$

де  $\operatorname{tg} \varphi_0 = X/R$ .

Подібно до (7), коливання напруги у вузлі 0 (ПСП) під дією повної зміни потужності ВДЕ визначається як:

$$\delta U_0 = \Delta U_0 - \Delta U'_0 = \frac{R_1}{U_0} (\Delta \Delta P + \Delta \Delta Q \cdot \operatorname{tg} \varphi_0 - P_{\text{ВДЕ}} \mp Q_{\text{ВДЕ}} \cdot \operatorname{tg} \varphi_0), \quad (10)$$

Отже, отримуємо коливання напруги на вузлі ПСП під час зміни потужності ВДЕ:

$$\delta U_0 = U_S - U_0, \quad (11)$$

а для 1 вузла, враховуючи зміну  $U_0$ , одержимо коливання напруги як:

$$\delta U'_1 = U_S - U_1 = \delta U_0 + \delta U_1. \quad (12)$$

Коли трансформатор ВН/СН оснащений автоматичними РПН, то напруга на шинах СН системної підстанції (тобто в пункті ПСП на рис. 1) підтримується постійною під час відносно повільних змін потужності ВДЕ. Тоді отримуємо:  $\delta U'_1 = U_0 - U_1 = \delta U_1$ . Якщо зміни потужності ВДЕ відбуваються зі значною швидкістю (так звані коливання), то РНП не може реагувати на ці зміни і коливання напруги будуть відбуватися згідно з (12).

Як видно з виразу (8), зі збільшенням активної потужності ВДЕ можна забезпечити мінімізацію втрат напруги в мережі за умови  $\operatorname{tg} \varphi_{\text{ВДЕ}} = -1/\operatorname{tg} \varphi_1$ , таким чином запобігаючи надмірному підвищенню напруги у вузлі мережі.

Згідно з рис. 1, напругу в другому вузлі  $U_2$  можна визначити за напругою  $U_0$  у ПСП:

$$U_2 = U_0 - \frac{P_{20} \cdot R_2 + Q_{20} \cdot X_2}{U_0} = U_0 - \Delta U_2. \quad (13)$$

Коли під час роботи ВДЕ у вузлі ПСП спостерігається коливання напруги  $\delta U_0$ , вузол 2 паралельної лінії мережі L2 також зазнає коливань напруги, і напруга у вузлі 2 змінюється згідно з наступним виразом:

$$U'_2 = (U_0 + \delta U_0) - \frac{P'_{20} \cdot R_2 + Q'_{20} \cdot X_2}{U_0 + \delta U_0} = (U_0 + \delta U_0) - \Delta U'_2, \quad (14)$$

де  $P'_{20} = P_{20} - \delta P_{20}$ ,  $Q'_{20} = Q_{20} - \delta Q_{20}$  – активна та реактивна потужності лінії при збільшенні напруги вузла на  $\delta U_0$ .

Тоді коливання напруги у 2 вузлі можна визначити як:

$$\delta U_2 = U'_2 - U_2 = \delta U_0 \left( 1 + \frac{\Delta U_2}{U_0 + \delta U_0} \right) + \frac{\delta P_{20} \cdot R_2 + \delta Q_{20} \cdot X_2}{U_0 + \delta U_0}. \quad (15)$$

Припускаючи незначний вплив коливання напруги  $\delta U_0$  на втрату напруги  $\Delta U_2$  в лінії L2, залежність коливань напруги  $\delta U_2$  від коливань напруги  $\delta U_0$  можна оцінити наступним чином:

$$\delta U_2 = \delta U_0 \left( 1 + \frac{\Delta U_2}{U_0 + \delta U_0} \right). \quad (16)$$

Вираз (16) показує, що значення коливань напруги на шинах підстанцій розподільної мережі зростатимуть зі збільшенням їх відстані від шин системної підстанції. І навіть більше, значення коливань напруги зростають зі збільшенням навантаження підстанцій фідера.

### Дослідження коливань напруги у вибраній мережі середньої напруги

На рис. 2 показано типовий фрагмент розподільної мережі середньої напруги (СН) західного регіону України, який було використано для аналізу впливу ВДЕ на перетоки потужності та коливання напруги.

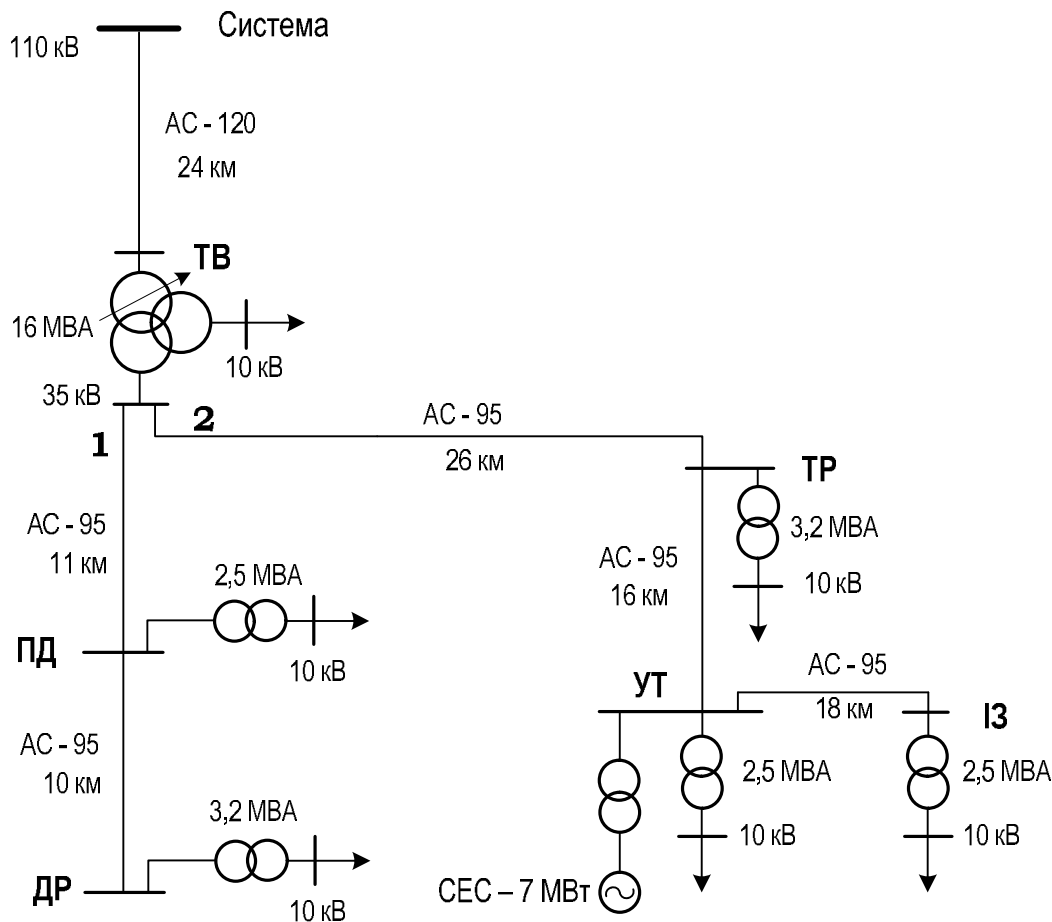


Рис. 2. Фрагмент розподільної мережі середньої напруги з СЕС

Два фідери отримують живлення від шин 35 кВ на підстанції 110/35 кВ ТВ. Від першого фідера отримують живлення підстанції 35/10 кВ ПД та ДР, а від другого – підстанції 35/10 кВ ТР, УТ та ІЗ. Сонячна електростанція (СЕС) встановленою потужністю 7 МВт підключена до шин 35 кВ підстанції УТ.

Оскільки існують відомі обмеження на виконання одночасних вимірювань коливань напруги у різних вузлах електричної мережі, автори застосували комп'ютерне моделювання, щоб дослідити поширення коливань напруги. Моделювання робочих режимів досліджуваної розподільної мережі здійснено за допомогою моделі, розробленої на основі програмного забезпечення DAKAR [11]. Розроблено алгоритм для урахування змінних у часі навантажень мережі, що дає змогу моделювати зміни напруги та втрати потужності у мережі протягом доби. Цей підхід детальніше розглянуто в [12, 13]. Для досліджень впливу роботи СЕС на коливання напруги в розподільній мережі ми вибрали фактичний графік генерування генерації СЕС для хмарного літнього дня (рис. 3, б), який характеризується різкими змінами активної потужності. Інвертор СЕС дає змогу забезпечувати генерування активної потужності із коефіцієнтом реактивної потужності  $tg\varphi_{ВДЕ}$  у діапазоні від - 0,25 (індуктивний) до +0,25 (ємнісний).

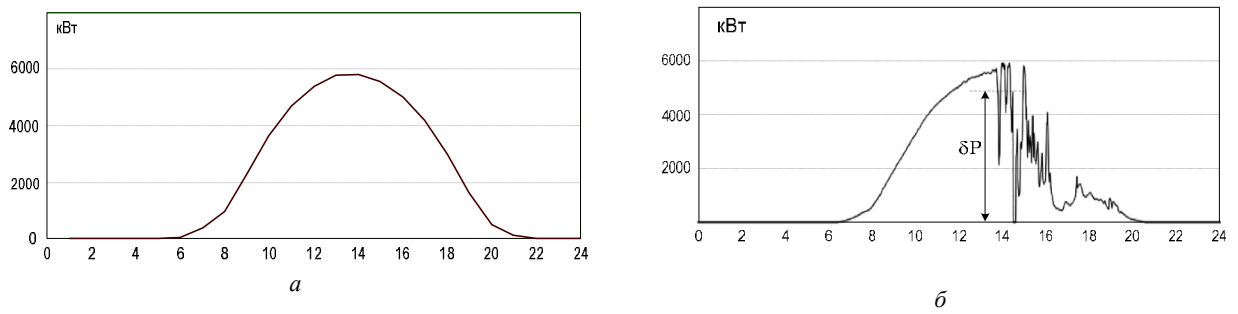


Рис. 3. Активна потужність СЕС у безхмарний день (а) і у хмарний день (б)

Для розрахунків поточкорозподілу використано фактичні добові графіки активної та реактивної потужностей навантажень, зареєстровані на шинах 10 кВ підстанцій у вибраний літній день (рис. 4).

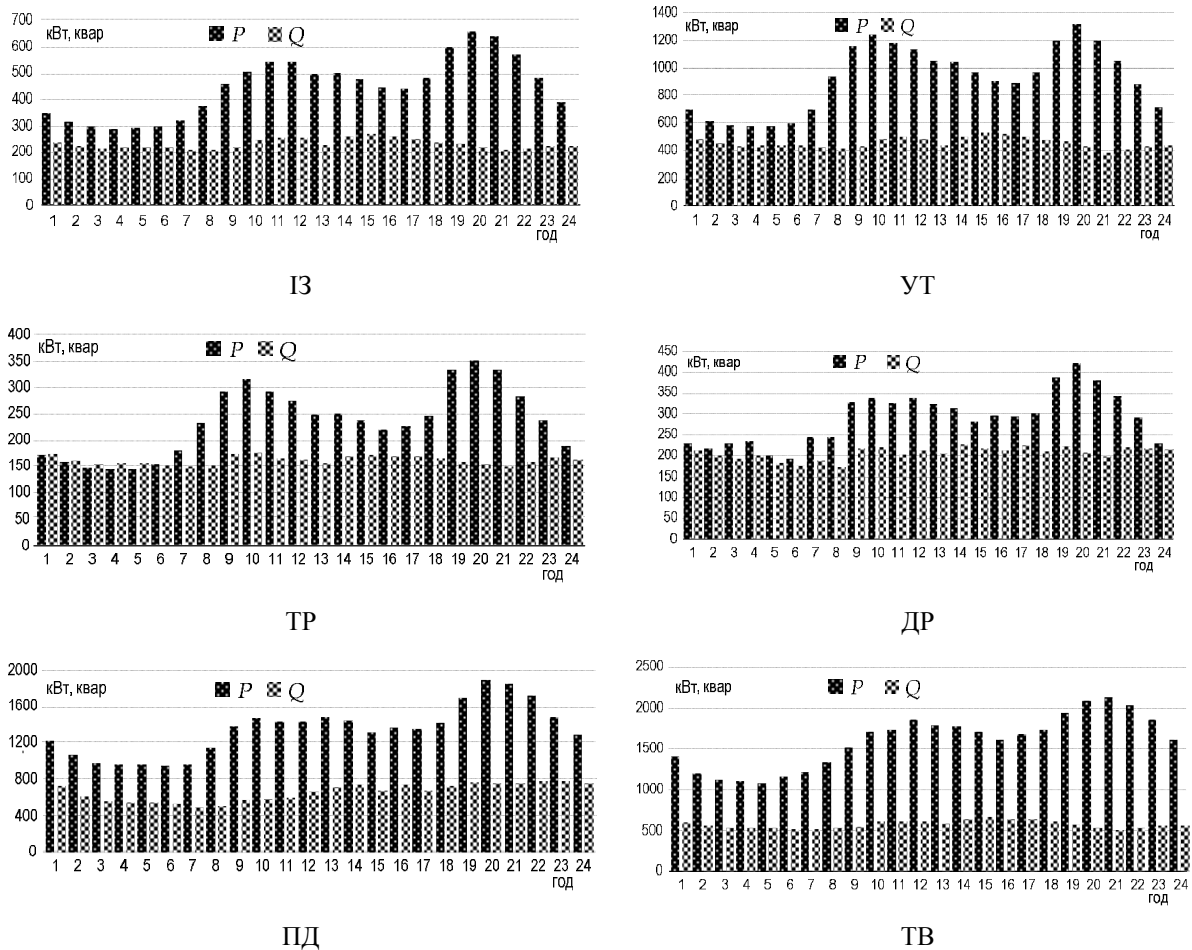


Рис. 4. Графіки активної та реактивної потужностей навантажень підстанцій

Порівнюючи добові графіки навантажень мережі та генерованої потужності СЕС, потрібно відзначити істотне зміщення максимумів потужності навантажень і максимумів потужності СЕС. Ця особливість призводить до суттєвої зміни поточкорозподілу в лініях та стимулює небажане підвищення напруги в мережі.

Для дослідження впливу раптових змін  $\delta P_{ВДЕ}$  (див. рис. 3б) генерованої потужності СЕС на робочий стан розподільної мережі було використано розрахунковий підхід, який забезпечує зміни

генерованої потужності СЕС за умови незмінних значень навантажень підстанцій у цей час доби. Отже, коливання напруги на шинах мережових підстанцій, спричинені зміною генерованої потужності СЕС, можна оцінити як різницю між двома розрахунковими станами: з вихідною потужністю  $\delta P_{ВДЕ}$  та без неї.

Розрахунки були виконані для наступних коефіцієнтів реактивної потужності:  $(-0,25)$ ,  $0$  та  $(+0,25)$  для визначення впливу реактивної потужності СЕС на амплітуди коливань напруги в розподільній мережі. У таблицях 1 та 2 представлено результати моделювання коливань напруги в мережі при зміні активної потужності ВДЕ на  $\delta P_{ВДЕ}=4$  МВт та зазначених вище коефіцієнтах реактивної потужності.

Таблиця 1

Амплітуди коливань напруги  $\delta U\%$  на шинах підстанцій другого фідера

| $tg \phi_{ВДЕ}$ | ТВ, шини 35/10 кВ | ТР, шини 35/10 кВ | УТ, шини 35/10 кВ | ІЗ, шини 35/10 кВ |
|-----------------|-------------------|-------------------|-------------------|-------------------|
| -0,25           | -1,08/-1,28       | -0,31/-0,32       | 0,60/0,65         | 0,61/0,65         |
| 0               | 0,53/0,35         | 1,87/1,96         | 3,41/3,67         | 3,43/3,64         |
| 0,25            | 1,93/1,8          | 3,79/4,0          | 5,90/6,37         | 5,95/6,29         |

Таблиця 2

Амплітуди коливань напруги  $\delta U\%$  на шинах підстанцій першого фідера

| $tg \phi_{ВДЕ}$ | ТВ, шини 35/10 кВ | ПД, шини 35/10 кВ | ДР, шини 35/10 кВ |
|-----------------|-------------------|-------------------|-------------------|
| -0,25           | -1,05/-1,28       | -1,07/-1,16       | -1,08/-1,18       |
| 0               | 0,53/0,35         | 0,54/0,58         | 0,55/0,59         |
| 0,25            | 1,93/1,8          | 1,96/2,13         | 1,99/2,17         |

Порівняльні залежності коливань напруги на шинах 35 кВ для підстанцій другого фідера від коефіцієнтів реактивної потужності показано на рис. 5. Коли СЕС працює з ємнісним коефіцієнтом реактивної потужності ( $tg \phi = 0,25$ ), амплітуди коливань напруги на підстанції УТ будуть найбільшими порівняно з режимами, коли коефіцієнти реактивної потужності дорівнюють  $0$  та  $(-0,25)$ . Найменшу величину коливань напруги ми можемо спостерігати при індуктивному коефіцієнті реактивної потужності ( $tg \phi = -0,25$ ). Величина коливань напруги зменшується на підстанціях в напрямі до вузла живлення для коефіцієнтів  $0$  та  $(-0,25)$ , але з індуктивним коефіцієнтом реактивної потужності залежність є більш складною.

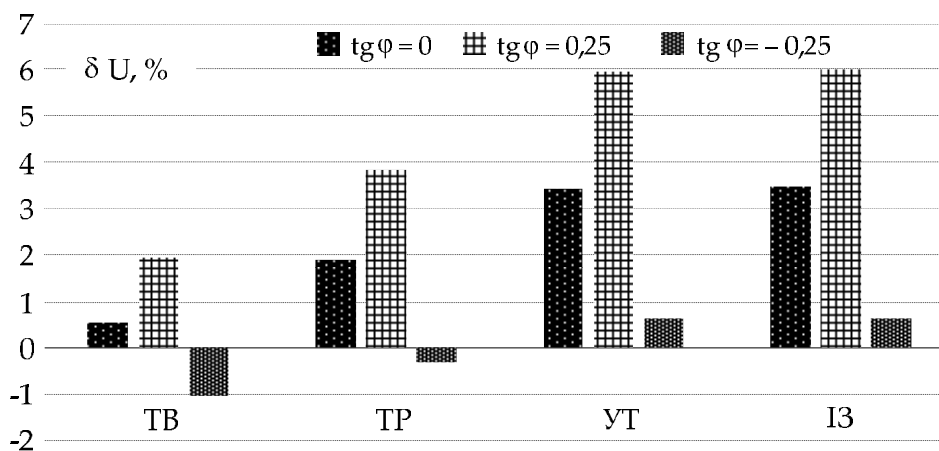


Рис. 5. Амплітуди коливань напруги на шинах 35 кВ підстанцій другого фідера

На рис. 6 показано коливання напруги на шинах 35 кВ підстанцій першого фідера мережі. Значення коливань напруги на шинах 35 кВ підстанції ТВ такі самі, як на рис. 5, оскільки моделюються ті самі умови роботи мережі. Залежність значень коливань напруги від розташування підстанції першого фідера чітко показує їх зростання із віддаленням від шин підстанції ТВ. Що далі від підстанції ТВ, то більшою буде амплітуда коливань напруги на шинах локальних підстанцій порівняно із підстанцією ТВ. Однак зазначимо, що ступінь збільшення амплітуд коливань напруги на підстанціях першого фідера незначний. Це можна побачити, аналізуючи результати моделювання в табл. 2 та на рис. 6.

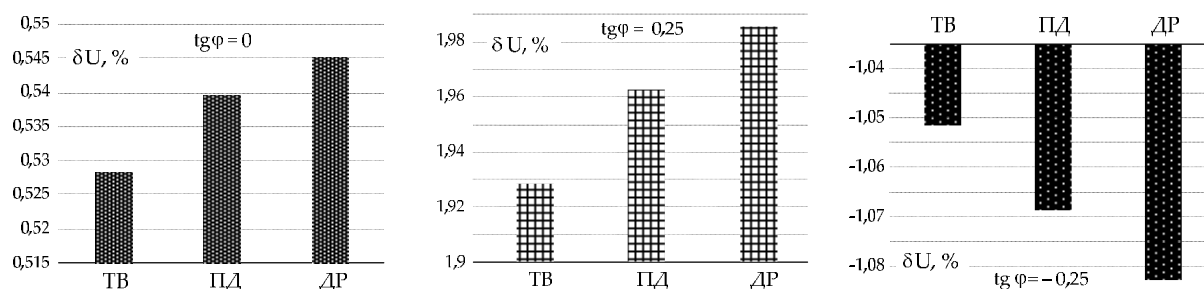


Рис. 6. Амплітуди коливань напруги на шинах 35 кВ підстанцій першого фідера

Дослідження показують, що робота СЕС із індуктивною реактивною потужністю може зменшити амплітуди коливань напруги в мережі, спричинені раптовими змінами генерованої потужності. Розглянемо два типові завдання зменшення коливань напруги в розподільній мережі:

- мінімізація коливань напруги в точці підключення СЕС (шини УТ 35 кВ);
- мінімізація коливань напруги на шинах спільного приєднання фідерів (шини ТВ 35 кВ).

Теоретичний аналіз поширення коливань напруги в розподільній мережі, виконаний у попередньому розділі, показує, що забезпечення умови  $tg\varphi_{ВДЕ} = -1/tg\varphi_S$  під час роботи СЕС дає можливість мінімізувати коливання напруги у пункті підключення СЕС. У цьому випадку знижуються коливання напруги на всіх підстанціях, що знаходяться далі від цієї підстанції з огляду на пункт живлення. Одночасно коливання напруги зростуть на шинах системної підстанції ТВ і, як наслідок, на підстанціях паралельного фідера 1. Для мінімізації коливань напруги на шинах системної підстанції ТВ необхідний коефіцієнт реактивної потужності фотоелектричних систем повинен вибиратися з умови  $tg\varphi_{ВДЕ} = -1/tg\varphi_0$ . Цей режим роботи СЕС дозволяє практично усунути коливання напруги на підстанціях паралельного фідера 1, але коливання напруги на підстанціях з віддаленням від системної підстанції ТВ дещо збільшуються. Результати моделювання режимів роботи мережі наведено в таблицях 3 та 4 для трьох описаних коефіцієнтів індуктивної реактивної потужності СЕС.

Таблиця 3

Амплітуди коливань напруги  $\delta U_{\%}$  на шинах підстанцій другого фідера

| $tg\varphi_{ВДЕ}$ | ТВ, шини 35/10 кВ | ТР, шини 35/10 кВ | УТ, шини 35/10 кВ | ІЗ, шини 35/10 кВ |
|-------------------|-------------------|-------------------|-------------------|-------------------|
| -0,30             | -1,39/-1,63       | -0,78/-0,82       | 0,00/0,00         | 0,00/0,00         |
| -0,25             | -1,08/-1,28       | -0,31/-0,32       | 0,60/0,65         | 0,61/0,65         |
| -0,10             | -0,06/-0,25       | 1,06/1,12         | 2,37/2,56         | 2,39/2,53         |

Таблиця 4

**Амплітуди коливань напруги  $\delta U_{\%}$  на шинах підстанцій першого фідера**

| $tg\varphi_{ВДЕ}$ | ТВ, шини 35/10 кВ | ПД, шини 35/10 кВ | ДР, шини 35/10 кВ |
|-------------------|-------------------|-------------------|-------------------|
| -0,30             | -1,39/-1,63       | -1,42/-1,54       | -1,43/-1,57       |
| -0,25             | -1,05/-1,28       | -1,07/-1,16       | -1,08/-1,18       |
| -0,10             | -0,06/-0,25       | -0,06/-0,06       | -0,06/-0,06       |

Порівняльні залежності коливань напруги на шинах 35 кВ для підстанцій другого фідера мережі для аналізованих індуктивних коефіцієнтів реактивної потужності СЕС подано на рис. 7.

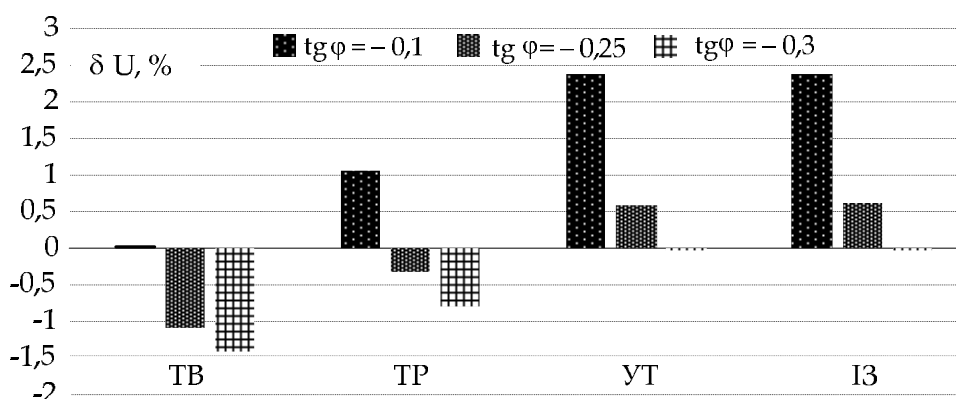


Рис. 7. Амплітуди коливань напруги на шинах 35 кВ підстанцій другого фідера

Оцінюючи вплив реактивної потужності СЕС на амплітуди коливань напруги, можна стверджувати, що зі зменшенням коефіцієнта реактивної потужності амплітуди коливань напруги на шинах мережевих підстанцій зменшуються. Запропонований метод можна використати для розрахунку необхідних значень коефіцієнтів реактивної потужності ВДЕ для зменшення коливань напруги в розподільній мережі. Метод забезпечує урахування параметрів та умов роботи реальних розподільних мереж із відновлюваними джерелами енергії.

Під час вибору способу керування реактивною потужністю ВДЕ для зменшення коливань напруги необхідно також враховувати зміну втрат енергії в розподільній мережі. Робота ВДЕ істотно змінює значення та напрямки потоків потужності в розподільній мережі протягом доби. Максимуми графіків генерування ВДЕ, як правило, істотно зміщені стосовно максимумів графіків навантажень мережі. Як наслідок, максимальні значення втрат потужності в мережі не є надійними показниками для порівняння аналізованих режимів роботи. Для порівняння режимів роботи мережі у цьому випадку потрібно враховувати лише втрати енергії упродовж аналізованої доби. Для розглянутої тут розподільної мережі моделювання потоків потужності протягом доби було виконано для 24 робочих режимів згідно із графіками навантажень на рис. 4 та впливом СЕС. В результаті отримано часові залежності потоків потужності та втрат потужності для всіх компонентів мережі. Втрати енергії протягом 24-годинної роботи мережі розраховано так:

$$\Delta W_L = \sum_{t=1}^{24} \left( \sum_{i=1}^n \Delta P_{t,i} \right), \quad (17)$$

де  $\Delta P_{t,i}$  – середнє значення втрат активної потужності за 1 годину в  $i$ -му компоненті мережі.

У табл. 6 наведено добові втрати енергії в аналізованій розподільній мережі за вище-зазначених умов експлуатації.

Таблиця 5

Добові втрати енергії в мережі

| Робочий режим              | Втрати енергії, кВт × год | Зміна втрат енергії, % |
|----------------------------|---------------------------|------------------------|
| без СЕС                    | 3211,0                    | –                      |
| з СЕС, $tg\varphi = 0,25$  | 2953,0                    | - 8,0                  |
| з СЕС, $tg\varphi = 0$     | 3051,0                    | - 5,0                  |
| з СЕС, $tg\varphi = -0,25$ | 3241,0                    | +1,0                   |

Втрати енергії в лініях мережевого фідера 1 практично не залежать від генерованої потужності СЕС. Однак втрати енергії в лініях фідера 2 істотно залежать від генерованої потужності СЕС. Як показано в табл. 6, зі збільшенням коефіцієнта реактивної потужності фотоелектричних систем втрати енергії в розподільній мережі зменшуються.

### Висновки

Упровадження в експлуатацію вітрових та сонячних електростанцій у розподільну мережу середньої напруги створює певні експлуатаційні проблеми, пов'язані з регулюванням напруги та втратами енергії в мережах. Оператори розподільних мереж забезпечують необхідні рівні напруги на шинах мережі за допомогою РПН трансформаторів. Як правило, ці пристрої керуються залежно від напруги на шинах місцевої підстанції. Коли вітрові та сонячні електростанції оснащені інверторами, що забезпечують можливості регулювання реактивної потужності, оператори мережі можуть їх використовувати для підтримання оптимальних умов експлуатації за допомогою адекватної стратегії керування інвертором, яка враховує виконання вимог місцевої мережі.

У статті наведено результати дослідження впливу коефіцієнта потужності ВДЕ на коливання напруги в розподільній мережі середньої напруги. Запропоновано алгоритм для оцінювання впливу ВДЕ на коливання напруги, який дає змогу враховувати характеристики навантаження та конфігурацію розподільної мережі. В алгоритмі реалізовано стратегію керування ВДЕ із фіксованим коефіцієнтом потужності.

У результаті дослідження показано, що на амплітуди коливань напруги в мережі, спричинені роботою ВДЕ у вузлі мережі, впливають також додаткові втрати потужності в елементах мережі через коливання потужності ВДЕ. І навіть більше, амплітуди коливань напруги в цьому випадку будуть більшими, ніж без урахування цього явища. Показано, що коливання напруги підсилуватимуться на шинах підстанцій магістралі, розташованих далі від вузла встановлення ВДЕ; однак у типових мережах середньої напруги цей ефект порівняно незначний. Незначне збільшення коливань напруги також спостерігається на шинах підстанцій паралельних фідерів, і ступінь підсилення зростає із віддаленням від системної підстанції.

Характер реактивної потужності ВДЕ суттєво впливає на особливості поширення коливань напруги в мережі. Якщо ВДЕ працює з додатними коефіцієнтами реактивної потужності (ємнісною реактивною потужністю), картина поширення коливань напруги буде подібною до випадку, коли ВДЕ працює з коефіцієнтом потужності, що дорівнює одиниці. Але в цьому випадку коливання напруги в мережі значно зростають. Робота ВДЕ з від'ємними коефіцієнтами реактивної потужності (індуктивною реактивною потужністю) призводить до складнішої картини коливань напруги, що пояснюється протилежним впливом активної та реактивної потужності ВДЕ на втрати напруги в лініях мережі у цьому випадку. Як правило, коливання напруги в мережі значно зменшуються під час роботи ВДЕ з від'ємним коефіцієнтом реактивної потужності. Однак, робота ВДЕ з від'ємним коефіцієнтом потужності, спрямованим на пом'якшення коливань напруги, може бути обмежена часто ігнорованими експлуатаційними причинами, такими як збільшення потреби в

реактивній потужності зі зменшенням співвідношення  $X/R$  мережі; вимоги операторів мережі щодо підтримки коефіцієнта потужності, який дорівнює одиниці; вимоги щодо зменшення втрат енергії в мережі. Тому вибір робочого налаштування для пом'якшення коливань напруги необхідно здійснювати в межах обмежень, які встановлює оператор мережі.

### Перспективи подальших досліджень

Амплітудний спектр коливань напруги залежить від характеристик самого ВДЕ та випадкових коливань регіональних кліматичних характеристик. Згідно із чинними стандартами, прийнятність нерегулярних коливань напруги у вузлах розподільної мережі оцінюють на основі двох узагальнених показників – короткочасної  $P_{st}$  та довгострокової  $P_{lt}$  доз флікера. В подальших дослідженнях передбачено розробити модель для оцінювання поширення флікера напруги в розподільній мережі з ВДЕ на основі вимірювань, виконаних лише у вузлі встановлення ВДЕ.

### Список літератури

1. Report on the Promotion and Use of Energy from Renewable Sources in Ukraine in 2019–2020. Державне агентство з енергоефективності та енергозбереження України. <https://saee.gov.ua/en/activity/renewable-energy/current-state>.
2. Кулик М. М., Нечаєва Т. П., Згуровець О. В. Перспективи та проблеми розвитку об'єднаної енергосистеми України в умовах її приєднання до енергосистеми Євросоюзу і гіпертрофованого використання у її складі вітрових та сонячних електростанцій. *Probl. Gen. Energy*, 2019, 4, 4–12. <https://systemre.org/index.php/journal/article/view/730>
3. Ziadi, Z.; Taira, S.; Oshiro, M.; Funabashi, T. Optimal power scheduling for smart grids considering controllable loads and high penetration of photovoltaic generation. *IEEE Trans. Smart Grid*, 2014, 5, 2350–2359. <https://doi.org/10.1109/TSG.2014.2323969>.
4. Varetsky, Y.; Hanzelka, Z. Stochastic modelling of a hybrid renewable energy system. *Tech. Electrodyn.*, 2016, 2, 58–62. <https://doi.org/10.15407/techned2016.02.058>.
5. Gómez, J. C. L.; Aldaco, S. E. L.; Aguayo Alquicira, J. A. Review of hybrid renewable energy systems architectures, battery systems, and optimization techniques. *Energies*, 2023, 4, 1446–1467. <https://doi.org/10.3390/eng4020084>.
6. Weckx, S.; Gonzalez, C.; Driesen, J. Combined central and local active and reactive power control of PV inverters. *IEEE Trans. Sustain. Energy*, 2014, 5, 776–784. <https://doi.org/10.1109/TSTE.2014.2300934>.
7. Todorovski, M. Transformer voltage regulation-compact expression dependent on tap position and primary/secondary voltage. *IEEE Trans. Power Del.*, 2014, 29, 1516–1517. <https://doi.org/10.1109/TPWRD.2014.2311959>.
8. Verma, A.; Krishan, R.; Mishra, S. A novel PV inverter control for maximization of wind power penetration. *IEEE Trans. Ind. Appl.*, 2018, 54, 6364–6373. <https://doi.org/10.1109/TIA.2018.2854875>.
9. Farag, H. E. Z.; El-Saadany, E. F. A novel cooperative protocol for distributed voltage control in active distribution systems. *IEEE Trans. Power Syst.* 2013, 28, 1645–1656. <https://doi.org/10.1109/TPWRS.2012.2221146>.
10. IEEE Std 1547-2020; IEEE Standard for Interconnection and Interoperability of Distributed Energy Resources with Associated Electric Power Systems Interfaces. IEEE Standards Association: Piscataway, NJ, USA, 2020. <https://doi.org/10.1109/IEEESTD.2020.9069495>.
11. Real-Time Power System Management Tool for Modeling, Analysis, Planning, and Optimization of Modern Electrical Networks. Available online: <https://dakar.eleks.com> (accessed on).
12. Varetsky, Y., Konoval, V., Hanzelka, Z. A method of evaluating FACTS device impact on voltage flicker in the EAF supply system. In Proceedings of the 2020 12th International Conference and Exhibition on Electrical Power Quality and Utilisation- (EPQU), Krakow, Poland, 14–15 September 2020; pp. 1–6. <https://doi.org/10.1109/EPQU50182.2020.9220317>.
13. Varetsky, Y., Konoval, V., Seheda, M. Modeling power flow within a microgrid for energy storage sizing. In Proceedings of the 2020 IEEE 7th International Conference on Energy Smart Systems (ESS), Kyiv, Ukraine, 12–14 May 2020, pp. 1–4. <https://doi.org/10.1109/ESS50319.2020.9160148>.

**Y. O. Varetsky**

Lviv Polytechnic National University,  
Department of Power Engineering and Control Systems,  
e-mail: yurii.o.varetskyi@lpnu.ua

**A. B. Kozovyi**

Lviv Polytechnic National University,  
Department of Power Engineering and Control Systems,  
e-mail: andrii.b.kozovyi@lpnu.ua

**A. V. Fedun**

Lviv Polytechnic National University,  
Department of Power Engineering and Control Systems,  
e-mail: andrii.fedun.meeee.2024@lpnu.ua

## **PROPAGATION OF VOLTAGE FLUCTUATIONS IN DISTRIBUTION GRIDS CONTAINING RENEWABLE ENERGY SOURCES**

© Varetsky Y. O., Kozovyi A. B., Fedun A. V., 2025

The increasing penetration of renewable energy sources (RESs), such as photovoltaic and wind power plants, into the medium-voltage distribution grid creates significant concerns regarding voltage control at local substations. Understanding the specifics of the RES operation impact on the phenomenon and propagation of voltage fluctuations in the distribution grid is important for engineering solutions in the practice of RES design and operation. The presented article describes an algorithm for estimating the impact of RES on voltage fluctuations in the medium-voltage grid. The algorithm utilises a RES fixed-power-factor control mode and is implemented in a grid model developed using software for power flow calculations. The study shows the impact of various RES power factor types on the nature of voltage fluctuations in the distribution grid. The RES operation with lagging reactive power factors, as a method of reducing voltage fluctuation magnitudes, results in a more complex pattern of voltage fluctuation propagation than with a leading power factor. Based on simulations of a true medium-voltage grid, the feasibility of optimally mitigating voltage fluctuations by selecting the required RES reactive power factor has been demonstrated. However, when choosing an appropriate level of RES reactive power for a selected distribution grid, certain contradictions must be considered: reducing voltage fluctuations by controlling RES reactive power causes increasing energy losses in the grid. The presented model also allows for calculating changes in distribution grid energy losses as a function of the RES reactive power factors, ensuring a practical solution of the optimal control strategy.

*Keywords: distribution grid, photovoltaic plant, reactive power, renewable energy source, voltage fluctuations.*