

УДК 621.316

**І.В. Грицюк, Ю.В. Грицюк, В.І. Волинець***Луцький національний технічний університет***ВИЗНАЧЕННЯ ВИТРАТ ЕНЕРГОПОСТАЧАЛЬНИХ КОМПАНІЙ НА  
ОБСЛУГОВУВАННЯ РЕАКТИВНИХ ПЕРЕТІКАНЬ В ЕЛЕКТРИЧНИХ МЕРЕЖАХ З  
РОЗОСЕРЕДЖЕНИМИ ДЖЕРЕЛАМИ ЕНЕРГІЇ***Вдосконалено структуру витрат енергопостачальних компаній, пов'язаних з обслуговуванням реактивних перетікань.**Ключові слова: розосереджені джерела енергії, реактивні перетікання, мережі енергопостачальних компаній.***И.В. Грицюк, Ю.В. Грицюк, В.И. Волинец****ОПРЕДЕЛЕНИЕ РАСХОДОВ ЭНЕРГОСНАБЖАЮЩИХ КОМПАНИЙ НА  
ОБСЛУЖИВАНИЕ РЕАКТИВНЫХ ПЕРЕТОКОВ В ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СЕТЯХ С  
РАССРЕДОТОЧЕННЫМИ ИСТОЧНИКАМИ ЭНЕРГИИ***Усовершенствовано структуру расходов энергоснабжающих компаний, связанных с обслуживанием реактивных перетоков.**Ключевые слова: рассредоточенные источники энергии, реактивные перетоки, сети энергоснабжающих компаний.***I.V. Hrytsiuk, Y.V. Hrytsiuk, V.I. Volynets****DETERMINATION OF THE BENEFITS OF ENERGY SUPPLY COMPANIES FOR SERVICE  
OF REACTIVE TRANSMITTERS IN ELECTRICAL NETWORKS WITH RESERVED  
ENERGY SOURCES***Improved cost structure of energy supply companies related to the maintenance of jet flows. It additionally takes into account the costs that arise from the transport of reactive power from dispersed energy sources.**Key words: dispersed energy sources, jet flows, networks of power supply companies.*

**Постановка проблеми.** До електричних мереж енергопостачальних компаній (ЕК) відносяться мережі 110 (35), 10 (6), 0,4 кВ. Основну частку всіх мереж складають мережі 10 (6) кВ, від яких отримують живлення підприємства агропромислового комплексу та промислові підприємства, розміщені в населених пунктах. До мереж даного класу напруги приєднуються, в основному, засоби розосередженого генерування, суттєво впливаючи на режими їх роботи. Вказані електромережі (ЕМ) мають ряд особливостей:

- ЕМ мають переважно розімкнену конфігурацію (не містять контурів) та значну протяжність, що зумовлює високий рівень втрат активної (до 10-15%) і реактивної (5-15%) потужностей та напруги (до 5-20%); це створює передумови для впровадження високоефективних рішень з компенсації реактивних навантажень;

- ЕМ характеризуються низькою оснащеністю компенсувальними установками (КУ);

- в ЕМ спостерігається значне зменшення (порівняно з проектними умовами) активних і реактивних навантажень (у 1,5÷6 разів), що зумовлено спадом виробництва; разом з тим, рівень оснащення ЕМ засобами компенсації реактивної потужності (КРП) зменшується, не зважаючи на тенденції скорочення електричних навантажень; крім того, у районах, де розвивається електроспоживання, до технічних умов нових приєднань часто не включають наявність додаткових засобів КРП;

- до ЕМ підключаються засоби розосередженого генерування (малі ГЕС, сонячні та вітрові електростанції, когенераційні установки тощо), які, впливаючи на перетікання активної та реактивної потужностей, можуть докорінно змінювати режим роботи ЕМ, перетворюючи їх на електромережі з двобічним живленням; через зменшення навантажень та розбудову розосереджених джерел енергії (РДЕ) відбувається підвищення напруги у вузлах ЕМ; зазначені фактори призводять до невідповідності класичних підходів до розв'язання задачі групової компенсації реактивних навантажень в таких мережах;

- трансформаторні підстанції 10(6)/0,4 кВ населених пунктів та промислових підприємств знаходяться на балансі районних ЕМ і обслуговуються ними, що створює сприятливі умови для оснащення їх засобами КРП; однак, часто зазначені підстанції конструктивно не пристосовані для цього, що має враховуватися, як технічні обмеження;

- регулювання напруги за допомогою джерел РДЕ та споживачів реактивної потужності не використовується, оскільки відсутні відповідні нормативні документи;
- суттєве збільшення питомої вартості засобів КРП (особливо імпортного виробництва) за рахунок диспропорції вартості КУ та електроенергії для споживачів, призвело до зменшення економічно обґрунтованих рівнів компенсації;
- сприятливим фактором є унормована необхідність для ЕК вкладати кошти від реалізації послуги транспортування реактивної потужності до споживачів у оснащення електромереж засобами КРП;
- застосування для розрахунку КРП відомих методик в сучасних економічних умовах дозволяє обґрунтувати недоцільність, або низькі рівні компенсації через значні терміни окупності (10 і більше років);
- в міських ЕМ спостерігається систематичне перевантаження окремих кабельних ліній та трансформаторів; запровадження засобів КРП в таких мережах дозволяє подовжити термін їх нормальної експлуатації та покращити якість напруги у споживачів;
- зростання тарифів на електроенергію та збільшення реактивних навантажень у споживачів підвищує доцільність компенсації у ЕМ.

**Аналіз останніх досліджень і публікацій.** Класично, в якості критерію оптимальності для даної задачі використовують приведені, або дисконтовані витрати [1], [2]. Розв'язання задачі моделювання витрат на обслуговування реактивних перетікань в ЕМ, крім класичних робіт, також розглядалося фахівцями, які займаються підвищенням ефективності моделювання витрат електроенергії в розподільних електромережах [3], [4] та ін.

**Постановка завдань.** Аналізуючи наведені вище особливості, стає очевидним, що мережі ЕК є об'єктом, сприятливим для впровадження засобів індивідуальної та групової компенсації реактивної потужності. Для цього поступово створюються умови щодо зацікавлення енергопостачальних компаній та споживачів в КРП. Однак залишаються недослідженими технічні питання, пов'язані з особливостями КРП в сучасних умовах, зокрема в умовах розбудови засобів розосередженого генерування електроенергії, що не дозволяє формувати ефективні технічні рішення у даному напрямку.

**Викладення основного матеріалу.** Для забезпечення ефективних проектних рішень з КРП у розподільних електромережах силами ЕК, окремих споживачів та власників РДЕ необхідно враховувати у постановці задачі інтереси та особливості функціонування зазначених суб'єктів, які сумісно використовують розподільні електромережі для своєї діяльності. Отже, дисконтовані витрати:

$$Z = Q_H \cdot N \cdot \alpha + Q_H \cdot P(1 - \alpha) + Q_H \cdot \Pi \cdot R \cdot B \cdot (Q_H \cdot \Pi)^t (1 - \alpha)^2, \quad (1)$$

де  $Q_H$  – вектор-рядок реактивних навантажень у вузлах підсистеми або системи електропостачання;

$N$  – вектор-стовпець питомих витрат на генерування реактивної потужності всіма джерелами, встановлення яких заплановане у вузлах електромереж;

$\alpha$  – рівень компенсації реактивних навантажень в мережах підсистеми  $\alpha = Q_{КУ} / Q_M$ ;

$Q_{КУ}$  – сумарна потужність КУ;

$Q_M$  – максимум реактивної потужності підсистеми;

$P$  – вектор-стовпець питомих витрат ЕК, пов'язаних оплатою за вироблення та транспортування магістральними ЕМ некомпенсованого споживання реактивної потужності;

$\Pi$  – матриця коефіцієнтів розподілу або матриця шляхів;

$R$  – діагональна матриця активних опорів віток заступної схеми електромереж підсистеми;

$B$  – діагональна матриця коефіцієнтів, що враховують вартість витрат активної потужності та рівень номінальної напруги в електромережах.

Недоліком такої моделі витрат в контексті розв'язання поставленої задачі є опосередковане врахування змін напруги у вузлах електромережі для визначення витрат потужності й електроенергії у її вітках, а також неврахування впливу перетікань потужності окремих споживачів (джерел енергії) на графіки завантаження окремих ліній електропередачі (ЛЕП) та електромереж в цілому. Для умов проектно-експлуатації електромереж, коли електропостачання цілком централізоване, завантаження ЛЕП та трансформаторних підстанцій відповідає

проектному, втрати напруги відповідають вимогам чинних стандартів і визначаються режимами споживання, такі допущення є прийнятними і доцільними. Однак в сучасних умовах експлуатації для забезпечення адекватності оптимальних рішень необхідно враховувати як розподіл напруги в ЕМ, так і графіки навантаження окремих ЛЕП. Разом з тим, сучасні засоби моніторингу, а також автоматизовані системи комерційного обліку електроенергії (АСКОЕ) дають можливість практичної реалізації більш адекватного відтворення окремих станів електромереж та їх інтегральних характеристик, а отже й моделювання оптимальної КРП.

Для врахування впливу окремих суб'єктів оптового ринку електроенергії на функціонування електричних мереж пропонується використати структуру витрат ЕК, пов'язаних з транспортуванням реактивної потужності до її споживачів. Вона має містити [5]:

- витрати, пов'язані з обслуговуванням перетікань реактивної потужності у межах технологічного процесу транспортування та розподілу електроенергії ЕК  $V_{ТП}$  (реактивного споживання трансформаторів підстанцій, надлишків генерування довгих кабельних ЛЕП тощо);

- витрати на засоби компенсації реактивної потужності  $V_{КУ}$ , які експлуатуються (обслуговування) та плануються до встановлення (проектна вартість) в ЕМ;

- витрати, пов'язані з вартістю змінних витрат електроенергії, що виникають в ЕМ внаслідок транспортування некомпенсованої реактивної потужності до споживачів  $V_{СП}$  з урахуванням плати споживачів за перетікання реактивної потужності  $P_{СП}$ ;

- витрати, пов'язані з вартістю додаткових витрат електроенергії, які виникають за рахунок транспортування реактивної потужності від РДЕ  $V_{РДЕ}$  з урахуванням їх плати за перетікання  $P_{РДЕ}$  [5]. Тут слід врахувати, що перетікання від розосереджених джерел подібно до групової компенсації реактивної потужності, можуть як збільшувати, так і зменшувати втрати електроенергії в ЕМ, а отже складова витрат  $V_{РДЕ}$  може бути як додатною, так і від'ємною. У останньому випадку наявність РДЕ в ЕМ буде зменшувати економічно доцільний рівень компенсації реактивної потужності.

Отже, оптимальний рівень оснащення ЕМ засобами компенсації реактивної потужності буде відповідати мінімуму цільової функції:

$$V_Q = V_{ТП} + V_{КУ} + (V_{СП} - P_{СП}) + (V_{РДЕ} - P_{РДЕ}). \quad (2)$$

З виразу (2) виходить, що у випадку налагодження механізмів для об'єктивного визначення та стягнення плати за перетікання реактивної потужності для споживачів електромереж  $P_{СП}$  та джерел розосередженого генерування  $P_{РДЕ}$  ( $V_{СП} = P_{СП}$ ;  $V_{РДЕ} = P_{РДЕ}$ ), видатки, пов'язані з обслуговуванням перетікань реактивної потужності, будуть складатися з витрат на транспортування реактивної енергії в обсягах технологічного споживання ЕМ та витрат на засоби КРП. Враховуючи не співмірність  $V_{ТП}$  та  $V_{СП}$  і практичну складність забезпечення компенсації технологічного споживання ЕМ, застосування КРП не буде ефективним з огляду на зменшення експлуатаційних витрат  $V_Q$ . Однак, враховуючи необхідність забезпечення якості електроенергії в ЕМ, встановлення КУ буде необхідним у мінімальному обсязі для вирішення задач забезпечення якості напруги, симетрування навантажень тощо.

Разом з тим згідно з (2) компенсація реактивних навантажень для окремих споживачів переважно виявляється ефективною, оскільки для них зростання витрат на КРП повертається у вигляді зменшення плати за перетікання реактивної потужності  $V_{QСП} = V_{КУ} + P_{СП}$ .

У випадку, коли через недосконалість діючих механізмів компенсації витрат ЕК за перетікання реактивної потужності споживачів  $V_{СП} \neq P_{СП}$ , а  $V_{РДЕ} \neq P_{РДЕ}$ , виявляється можливим економічне обґрунтування занижених рівнів компенсації реактивної потужності в ЕМ за рахунок штучного заниження витрат енергопостачальних компаній на обслуговування реактивних перетікань споживачів ( $V_{СП} < P_{СП}$ ) та РДЕ ( $V_{РДЕ} < P_{РДЕ}$ ). Однак, це в підсумку призводить до зниження якості експлуатації електромереж та підвищення рівня витрат електроенергії в них.

Виходячи з цього, директивними документами НЕК «Укренерго» було внесено зміни в сучасну практику щодо розподілу коштів, отриманих енергопостачальними компаніями від споживачів та РДЕ за транспортування реактивної потужності. Таким чином, стало необхідним цільове використання надходжень  $P_{СП}$  та  $P_{РДЕ}$  на підвищення рівня КРП, а отже, складові  $P_{СП}$  та  $P_{РДЕ}$  можна вилучити з (2). Після цього цільова функція набуде остаточного вигляду:

$$B_Q = B_{ТП} + B_{КУ} + B_{СП} + B_{РДЕ} \quad (3)$$

Окремі складові витрат з (3), відповідно до їх фізичного змісту, можна подати у такому вигляді:

$$B_{ТП} = \Delta W_{QТП} \left( Q_{КУ\_i}, i = \overline{1, n_{КУ}} \right) \cdot C_0; \quad (4)$$

$$B_{КУ} = \sum_{i=1}^{n_{КУ}} Q_{КУ\_i} \cdot B_0; \quad (5)$$

$$B_{СП} = \sum_{j=1}^{n_{СП}} \Delta W_{QСП\_j} \left( Q_{КУ\_i}, i = \overline{1, n_{КУ}} \right) \cdot C_0; \quad (6)$$

$$B_{РДЕ} = \sum_{j=1}^{n_{РДЕ}} \Delta W_{QРДЕ\_j} \left( Q_{КУ\_i}, i = \overline{1, n_{КУ}} \right) \cdot C_0, \quad (7)$$

де  $\Delta W_{QСП\_i}$ ,  $\Delta W_{QРДЕ\_i}$ ,  $\Delta W_{QТП}$  – складові змінних (навантажувальних) втрат електроенергії в електричних мережах ЕК, зумовлені перетіканнями реактивної потужності, відповідно, до  $i$ -го споживача, до (від)  $i$ -го розосередженого джерела електроенергії та для забезпечення технологічного процесу розподілу електроенергії в ЕМ;

$Q_{КУ\_i}$  – встановлена потужність  $i$ -ої компенсаційної установки;

$C_0$ ,  $B_0$  – відповідно, ціна електроенергії у межах балансової належності енергопостачальної компанії та укрупнена питома вартість засобів КРП;

$n_{СП}$ ,  $n_{РДЕ}$ ,  $n_{КУ}$  – відповідно, кількість споживачів ЕМ, розосереджених джерел електроенергії, приєднаних до них, та компенсувальних установок, що плануються до встановлення в ЕМ.

Складова втрат  $\Delta W_{QТП}$  залежить від впливу параметрів значної кількості елементів ЕМ. Тому пропонується визначити її з балансу електроенергії, попередньо розрахувавши інші складові:

$$\Delta W_{QТП} = \Delta W_{Q\Sigma} - \sum_{i=1}^{n_{СП}} \Delta W_{QСП\_i} - \sum_{i=1}^{n_{РДЕ}} \Delta W_{QРДЕ\_i}, \quad (8)$$

де  $\Delta W_{Q\Sigma}$  – сумарні розрахункові втрати електроенергії в межах балансової належності ЕК, викликані перетіканнями реактивної потужності в її електромережах.

Ефективність планування електроощадних заходів, що є кінцевою метою застосування моделі (3), залежить від точності розрахунку навантажувальних втрат електроенергії. В свою чергу точність розрахунку визначається інформаційною та методичною похибками й безпосередньо пов'язана з об'ємом та якістю початкових даних від засобів вимірювання.

В невідгданому становищі опинилися розподільні мережі 10(6) кВ, на які, за окремими оцінками, припадає до 30% звітних витрат електроенергії. Однак, вони є інформаційно не пристосованими для ефективного розв'язання задачі розрахунку змінних (навантажувальних) втрат. Необхідна точність розрахунку навантажувальних втрат електроенергії не забезпечується наявною вхідною інформацією. Отже, для задач підвищення ефективності взаєморозрахунків за відпущену електроенергію та розрахунку змінних втрат електроенергії з метою їх запропоновано використовувати інформацію з бази даних АСКОЕ.

Мінімальна систематична похибка розрахункових навантажувальних втрат електроенергії  $\Delta W_H$  за проміжок часу  $t$  відповідає методу поелементних розрахунків [3]:

$$\Delta W_H = \sum_{j=1}^m \left\{ \left[ \sum_{i \in N_j} \frac{P_i}{U_i} \right]^2 k_{\Phi Pj}^2 + \left[ \sum_{i \in N_j} \frac{Q_i}{U_i} \right]^2 k_{\Phi Qj}^2 \right\} R_j t, \quad (9)$$

де  $m$  – кількість елементів мережі;

$P_i, Q_i$  – середні за період  $t$  активна та реактивна потужності  $i$ -го споживача (локального джерела електроенергії);

$R_j$  – активний опір  $j$ -того елемента ЕМ;

$U_i$  – лінійна напруга у  $i$ -му вузлі ЕМ;

$k_{\phi Pj}^2, k_{\phi Qj}^2$  – коефіцієнти форми графіків, відповідно, активного та реактивного навантажень  $j$ -го елемента ЕМ;

$N_j$  – множина вузлів ЕМ, що отримують електроенергію через  $j$ -ий елемент.

Після введення позначень та поділу (9) на складові:

$$\Delta W_H = \Delta W_{P\Sigma} + \Delta W_{Q\Sigma};$$

$$\Delta W_{P\Sigma} = \sum_{j=1}^m \left\{ \sum_{i \in N_j} \Delta P_{Pij} k_{\phi Pj}^2 \right\} t; \quad \Delta W_{Q\Sigma} = \sum_{j=1}^m \left\{ \sum_{i \in N_j} \Delta P_{Qij} k_{\phi Qj}^2 \right\} t, \quad (10)$$

за умови, що

$$\sum_{i \in N_j} \Delta P_{Pij} = \left[ \sum_{i \in N_j} \frac{P_i}{U_i} \right]^2 R_j; \quad \sum_{i \in N_j} \Delta P_{Qij} = \left[ \sum_{i \in N_j} \frac{Q_i}{U_i} \right]^2 R_j,$$

де  $\Delta P_{Pij}, \Delta P_{Qij}$  – втрати потужності в  $j$ -му елементі ЕМ, зумовлені перетіканнями, відповідно, активної та реактивної потужностей до  $i$ -го споживача (джерела) електроенергії в режимі середніх навантажень;

$\Delta W_{P\Sigma}$  – сумарні втрати електроенергії в ЕМ, зумовлені перетіканнями активної потужності.

Як видно з виразу (9), вихідна інформація повинна бути представлена двома видами даних: схемною  $\mathbf{X}_S$  та режимною  $\mathbf{X}_R$  інформацією. Використовуючи інформаційне забезпечення АСКОЕ, режимні параметри  $\mathbf{X}_R$  можна отримати обробляючи дані з датчиків активної та реактивної електроенергії, а також датчиків напруги, автоматичне опитування яких відбувається з певною дискретністю  $t$ . Множина схемних параметрів  $\mathbf{X}_S$  отримується за каталожними або паспортними даними та за результатами діагностування або випробувань.

З (10) виходить, що для визначення окремих складових сумарних втрат електроенергії  $\Delta W_{Q\Sigma}$ , що зумовлені реактивними перетіканням до певних споживачів  $\Delta W_{QСП\_i}$  та РДЕ  $\Delta W_{QРДЕ\_i}$  постає задача розподілу втрат електроенергії, яка може бути розв'язана з застосуванням відповідних методів розподілу втрат активної потужності.

### Висновки.

1. Питання взаємовпливу розосередженого генерування та електроспоживання в електромережах на сьогодні є мало дослідженими. Недослідженість окремих питань проявляється у некоректності визначення ЕЕРП для таких електромереж, а також заниженні економічно обґрунтованих рівнів компенсації реактивної потужності, що погіршує умови роботи юридичних споживачів, а також власників РДЕ, які транспортують електроенергію з використанням ЕМ. Крім того, погіршуються економічні показники функціонування власне розподільних електромереж.

2. В сучасних умовах функціонування розподільних електромереж енергопостачальних компаній формуються сприятливі умови для впровадження засобів індивідуальної та групової компенсації реактивної потужності. Однак невідповідність класичної постановки задачі та особливостей компенсації реактивної потужності в умовах розбудови засобів розосередженого генерування, не дозволяє формувати ефективні технічні рішення у даному напрямку.

3. Для комплексного врахування впливу суб'єктів оптового ринку електроенергії на функціонування електричних мереж вдосконалено структуру витрат енергопостачальної компанії, пов'язаних з обслуговуванням реактивних перетікань. Вона додатково враховує витрати, пов'язані з обслуговуванням перетікань реактивної потужності для потреб технологічного процесу транспортування електроенергії, а також витрати, які виникають за рахунок транспортування

реактивної потужності від РДЕ. Показано, що останні можуть виявлятися від'ємними за рахунок групової компенсації реактивної потужності.

#### Список використаних джерел:

1. Праховник А. В. Комплексне і системне вирішення проблем компенсації реактивних навантажень в електричних мережах споживачів та енергопостачальних компаній [Текст] / А. В. Праховник, В. М. Божко, Б. С. Рогальський, О. М. Нанака // Промислова електроенергетика та електротехніка. Промелектро. – 2004. – № 2. – С. 2–9.
2. Вітт І.В. Визначення ефективності автоматизації управління компенсувальними установками в умовах експлуатації [Текст] / І. В. Вітт, Л. Н. Добровольська, І. П. Сосенко // Матеріали наукового семінару «Проблеми та перспективи енергозбереження комунального господарства і промислових підприємств» . – 2009. – С. 54–57.
3. Железко Ю. С. Методы расчета нагрузочных потерь электроэнергии в радиальных сетях 0,38 – 20 кВ по обобщенным параметрам схем [Текст] / Ю. С. Железко // Электрические станции. – 2006. – № 1. – С. 31–37.
4. Лежнюк П. Д. Модели и методы выбора мероприятий по снижению потерь электрической энергии в распределительных сетях [Текст] / П. Д. Лежнюк, В. В. Кулик, Н. М. Черемисин [та ін.] // Энергетика та електрифікація. – 2007. – № 8. – С. 32–36. – ISSN 0424–9879.
5. Грицюк І.В. Компенсація реактивної потужності в локальній електричній системі [Текст] / П. Д. Лежнюк, В. В. Кулик, І. В. Грицюк // Вісник Харківського національного технічного університету сільського господарства ім. Петра Василенка. – 2011. – №3. – С. 32–33.

Стаття надійшла до редакції 01.12.2017