

ОПТИМАЛЬНИЙ РОЗПОДІЛ РЕАКТИВНОЇ ПОТУЖНОСТІ МІЖ ЕНЕРГОБЛОКАМИ, ПРИЄДНАНИМИ ДО РОЗПОДІЛЬЧИХ ПРИСТРОЇВ РІЗНИХ КЛАСІВ НАПРУГ

М.С. Сегеда^{*}, докт. техн. наук, А.В. Олексин^{**}, канд. техн. наук
Національний університет “Львівська політехніка”,
вул. Степана Бандери, 12, Львів, 79013, Україна.
E-mail: mykhailo.s.seheda@lpnu.ua; andrii.v.oleksyn@lpnu.ua.

В роботі розглянуто особливості внутрішньостанційної оптимізації режимів роботи за реактивною потужністю на електростанціях, енергоблоки яких приєднані до розподільних пристроїв двох різних класів напруги з автотрансформаторами зв'язку. Для таких електростанцій розроблено методичку та математичну модель комплексної оптимізації розподілу реактивного навантаження між окремими енергоблоками та перетікання реактивної потужності через автотрансформатори зв'язку. Запропонована методика та математична модель враховують техніко-економічні характеристики, максимальні і мінімальні обмеження, втрати активної потужності в генераторах, блочних трансформаторах, трансформаторах власних потреб та автотрансформаторах зв'язку, а також схеми живлення власних потреб електростанції. Детально описано методичку реалізації комплексної оптимізації розподілу реактивного навантаження електростанції між енергоблоками, які приєднані до розподільних пристроїв двох різних класів напруги, та перетікання реактивної потужності через автотрансформатори зв'язку. Її застосування дає змогу у будь-який момент часу визначати оптимальні значення реактивної потужності кожного з паралельно працюючих енергоблоків та перетікання реактивної потужності через автотрансформатори зв'язку задля забезпечення мінімального рівня втрат активної потужності електростанції в цілому. Наведено розрахунки внутрішньостанційних втрат активної потужності на електростанції з генераторами номінальною потужністю 200 МВт, приєднаними до розподільних пристроїв 220 кВ і 330 кВ з автотрансформаторами зв'язку 220/330 кВ. Отримані результати підтверджують економічну ефективність застосування розробленої методички. Бібл. 10, рис. 2.

Ключові слова: розподіл реактивної потужності, регулювання напруги, математична модель, енергоблоки, генератори, блочні трансформатори, автотрансформатори.

Вступ. Однією з головних задач сучасних електроенергетичних систем (ЕЕС) є забезпечення ефективного виробництва, пересилання та розподілу електричної енергії. Підвищення ефективності роботи ЕЕС дає змогу знизити витрати палива та собівартість електроенергії. Задля підвищення ефективності ЕЕС поряд з проведенням модернізації обладнання важливо також вдосконалювати керування їхніми режимами роботи [1].

Оптимізація локального генерування реактивної потужності в електричних мережах одночасно з забезпеченням їхньої керованості дає можливість зменшити втрати електроенергії незалежно від змін навантажень енергопостачальних компаній [2]. Максимальний ефект тут досягається шляхом оптимізації розташування та параметрів джерел реактивної потужності з урахуванням зміни електроспоживання, а також режимів розосереджених джерел енергії [3-7].

Відповідно до [8] виробники електричної енергії забезпечують заданий рівень напруги на шинах електричних станцій (ЕС) шляхом генерації чи споживання реактивної потужності. Наведені дослідження [9] показують, що оптимізація розподілу реактивної потужності між енергоблоками ЕС дає змогу зменшити внутрішньостанційні втрати електроенергії. Розроблені методика та математична модель дають змогу відтворити режим роботи електростанції за реактивною потужністю з найменшими втратами. Встановлено, що оптимальні значення реактивних потужностей генераторів залежать від їхнього типу, активного навантаження, параметрів блочних трансформаторів та трансформаторів власних потреб, а також від схеми живлення власних потреб блоку. Вказані розробки відносяться до випадків, коли всі генератори, між якими проводиться розподіл реактивної

© Сегеда М.С., Олексин А.В., 2025

ORCID: * <https://orcid.org/0000-0001-8459-5758>; ** <https://orcid.org/0009-0002-3636-1935>

© Видавець Інститут електродинаміки НАН України, 2025



Це стаття відкритого доступу за ліцензією CC BY-NC-ND 4.0
<https://creativecommons.org/licenses/by-nc-nd/4.0/legalcode.uk>

потужності, приєднані до розподільного пристрою (РП) одного класу напруги. Однак, на практиці існують чи можуть будуватися ЕС, на яких генератори приєднані до РП з різними номінальними напругами, зв'язані автотрансформаторами (АТ) зв'язку. Перетікання через них активної та реактивної потужності буде впливати на загальний рівень внутрішньостанційних втрат електроенергії. **Метою** роботи є розробка методики та математичної моделі комплексної оптимізації розподілу реактивного навантаження електростанції між окремими енергоблоками, які приєднані до РП з двома класами напруги та перетікання реактивної потужності через АТ зв'язку.

Шлях вирішення проблеми. На ЕС, генератори яких приєднані до систем шин (СШ) двох РП з різними класами напруги, регулювання напруги на шинах окремо взятого РП здійснюється як за допомогою генерування (споживання) реактивної потужності генераторами, так і за допомогою перетікання реактивної потужності через АТ зв'язку, які їх з'єднують. В такому випадку у внутрішньостанційній оптимізації режимів роботи генераторів за реактивною потужністю необхідно врахувати вплив не тільки параметрів генераторів, блочних трансформаторів і трансформаторів власних потреб [9], а й АТ зв'язку.

Задля розв'язання цієї задачі як приклад візьмемо ЕС, у якої є два РП (U_1 і U_2). До шин U_1 і U_2 приєднані генератори (N і K кількість відповідно) і лінії електропередавання (T і R кількість відповідно). РП між собою з'єднують L АТ зв'язку. Принципова схема наведена на рис. 1.

Вихідними даними для розподілу реактивної потужності є відомі значення реактивного навантаження для кожного з РП і значення активної потужності для кожного генератора, обчислені на підставі дослідження режимів електричної системи.

Пропонується методика розв'язання цієї задачі, яка полягає у виконанні такої послідовності дій.

1. Враховуючи мінімальні допустимі значення реактивних навантажень працюючих генераторів, значення реактивних потужностей власних потреб блоків і втрати реактивної потужності в блочних трансформаторах, визначаються сумарні мінімальні значення реактивних потужностей, які можуть видавати блоки кожного РП ($Q_{\min \delta U_1}$, $Q_{\min \delta U_2}$),

$$Q_{\min \delta U_1} = \sum_{i=1}^N Q_{\min \Gamma U_1} - \sum_{i=1}^N Q_{ВПБ U_1} - \sum_{i=1}^N \Delta Q_{БТУ_1}; \quad (1)$$

$$Q_{\min \delta U_2} = \sum_{i=1}^K Q_{\min \Gamma U_2} - \sum_{i=1}^K Q_{ВПБ U_2} - \sum_{i=1}^K \Delta Q_{БТУ_2}, \quad (2)$$

де $Q_{\min \Gamma U_1}$, $Q_{\min \Gamma U_2}$ – мінімальне реактивне навантаження i -го працюючого генератора РП U_1 і U_2 відповідно; $Q_{ВПБ U_1}$, $Q_{ВПБ U_2}$ – реактивна потужність власних потреб i -го блоку РП U_1 і U_2 відповідно; $\Delta Q_{БТУ_1}$, $\Delta Q_{БТУ_2}$ – втрати реактивної потужності в блочних трансформаторах РП U_1 і U_2 відповідно; N , K – кількість генераторів приєднаних до РП U_1 і U_2 відповідно.

Задля спрощення розрахунків під час визначення втрат активної потужності в блочних трансформаторах умовно приймаємо, що реактивна потужність, яка протікає через блочний трансформатор, дорівнює

$$Q_{БТ_i} = Q_{\min \Gamma_i} - Q_{ВПБ_i}. \quad (3)$$

2. Враховуючи максимальні значення реактивних навантажень працюючих генераторів, власних потреб блоків і втрати активної потужності в блочних трансформаторах визначаються сумарні максимальні значення реактивної потужності, яке можуть нести енергоблоки кожного РП,

$$Q_{\max \delta U_1} = \sum_{i=1}^N Q_{\max \Gamma U_1} - \sum_{i=1}^N Q_{ВПБ U_1} - \sum_{i=1}^N \Delta Q_{БТУ_1}; \quad (4)$$

$$Q_{\max \delta U_2} = \sum_{i=1}^K Q_{\max \Gamma U_2} - \sum_{i=1}^K Q_{ВПБ U_2} - \sum_{i=1}^K \Delta Q_{БТУ_2}, \quad (5)$$

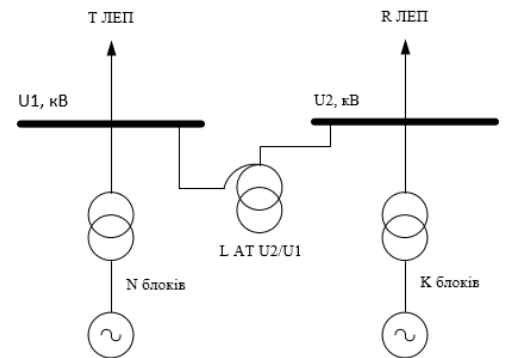


Рис. 1

де $Q_{\max GU_1}$, $Q_{\max GU_2}$ – максимальне реактивне навантаження i -го працюючого генератора РП U_1 і U_2 відповідно.

Для розрахунків під час визначення втрат активної потужності в блочних трансформаторах умовно приймаємо, що реактивна потужність, яка протікає через блочний трансформатор, така

$$Q_{BT_i} = Q_{\max G_i} - Q_{ВПБ_i}. \quad (6)$$

3. Знаходимо елементи векторів сумарних реактивних потужностей блоків РП ЕС $\bar{Q}_{сумU_1}$ та $\bar{Q}_{сумU_2}$

$$Q_{сумU_{1j}} = (1-V)Q_{\min \delta l U_1} + VQ_{\max \delta l U_1}; \quad (7)$$

$$Q_{сумU_{2j}} = (1-V)Q_{\min \delta l U_2} + VQ_{\max \delta l U_2}, \quad (8)$$

де $j = \overline{1,5}$ – розмірність векторів $\bar{Q}_{сумU_1}$ та $\bar{Q}_{сумU_2}$; $V = 0, 0.25, \dots, 1$ – крок зміни сумарної реактивної потужності блоків РП.

4. Відповідно до [9] проводиться розрахунок втрат активної потужності енергоблоків в залежності від їхнього активного та реактивного навантаження. За його результатами отримуємо залежності

$$\Delta P_B = f(P_G, Q_G), \quad (9)$$

де ΔP_B (кВт) – сумарні втрати активної потужності енергоблоку, які враховують втрати активної потужності в генераторі, блочному трансформаторі та трансформаторі власних потреб, P_G, Q_G – відповідно активне та реактивне навантаження генератора.

Для заданого значення активної потужності генератора залежність (9) також можна записати як функцію сумарних втрат активної потужності блоку від реактивної потужності на виводах високої напруги блочного трансформатора Q_B

$$\Delta P_B = f(Q_B). \quad (10)$$

5. За методикою, описаною в [9], виконується розподіл реактивної потужності між енергоблоками для кожного РП окремо для всіх елементів $Q_{сумU_{1j}}$ та $Q_{сумU_{2j}}$ векторів $\bar{Q}_{сумU_1}$ та $\bar{Q}_{сумU_2}$. За його результатами для кожного з $Q_{сумU_{1j}}$ та $Q_{сумU_{2j}}$ отримаємо множини значень реактивних потужностей енергоблоків Q_{B_i} відповідного РП. Підставивши отримані результати у функції $\Delta P_{B_i} = f(Q_{B_i})$, для кожного з $Q_{сумU_{1j}}$ та $Q_{сумU_{2j}}$ отримаємо елементи векторів $\bar{\Delta P}_{РПУ_{1j}}$ та $\bar{\Delta P}_{РПУ_{2j}}$

$$\Delta P_{РПУ_{1j}} = \sum_{i=1}^N \Delta P_{BU_{1i}}; \quad (11)$$

$$\Delta P_{РПУ_{2j}} = \sum_{i=1}^N \Delta P_{BU_{2i}}, \quad (12)$$

де $\Delta P_{BU_{1i}}$ та $\Delta P_{BU_{2i}}$ – втрати активної потужності блоків приєднаних до РП U_1 і U_2 відповідно.

6. Відповідно до [10] за допомогою інтерполяційної формули Лагранжа отримуємо функції

$$\Delta P_{РПУ_1} = f(Q_{сумU_1}) \quad \text{та} \quad \Delta P_{РПУ_2} = f(Q_{сумU_2}). \quad (13)$$

Як показали дослідження, під час інтерполяції задля отримання даних залежностей членами полінома вище другого порядку можна нехтувати через те, що їхній вплив на значення $\Delta P_{РП}$ є зовсім незначним (менше 1 %). Наприклад, для РП 330 кВ, на шини якого видають потужність генератори ТГВ-200М і АСТГ-200 через блочні трансформатори ТДЦГ-250000/330, ця залежність описується поліномом $\Delta P_{РП330} = 0.0183Q_{сум330}^2 + 1.5Q_{сум330} + 5530$.

7. У випадку коли

$$Q_{сумU_1} = Q_{набU_1} \quad \text{та} \quad Q_{сумU_2} = Q_{набU_2}, \quad (14)$$

де $Q_{набU_1}$ – реактивне навантаження РП U_1 , $Q_{набU_2}$ – реактивне навантаження РП U_2 , через АТ зв'язку не протікає реактивна вирівнююча потужність.

Коли рівність (14) не виконується, через АТ в тому чи іншому напрямку протікає реактивна потужність для покриття реактивного навантаження іншого РП. Через її протікання в АТ виникають додаткові втрати активної потужності, тобто

$$\Delta P_{AT\text{доо}} = \frac{Q_{\text{вирівн}}^2}{U_{\text{номАТ}}^2} (r_{AT\text{вн}} + r'_{AT\text{сн}}), \quad (15)$$

де $Q_{\text{вирівн}}$ – вирівнююча реактивна потужність, що протікає через АТ зв'язку, якщо рівність (14) не виконується; $U_{\text{номАТ}}$ – номінальна напруга одного з однотипних паралельно працюючих АТ зв'язку; $r_{AT\text{вн}}, r'_{AT\text{сн}}$ – відповідно активні опори високої напруги (ВН) і середньої напруги (СН) одного з однотипних паралельно працюючих АТ.

Вирівнюючу реактивну потужність можна визначити таким чином:

$$Q_{\text{вирівн}} = |Q_{\text{сум}U_1} - Q_{\text{нав}U_1}| = |Q_{\text{сум}U_2} - Q_{\text{нав}U_2}|. \quad (16)$$

Враховуючи (16), запишемо (15) у вигляді

$$\Delta P_{AT\text{доо}} = \frac{(Q_{\text{сум}U_1} - Q_{\text{нав}U_1})^2}{U_{\text{номАТ}}^2} (r_{AT\text{вн}} + r'_{AT\text{сн}}). \quad (17)$$

8. Критерієм оптимальності режиму роботи електростанції є мінімум сумарних втрат активної потужності в електрообладнанні електростанції, тому рівняння цілі для знаходження оптимального розподілу реактивної потужності між РП у моделі з АТ, що пропонується, запишемо так

$$\Delta P_{EC} = \Delta P_{РПУ_1} + \Delta P_{РПУ_2} + L \Delta P_{AT\text{доо}} \rightarrow \min, \quad (18)$$

де L – кількість автотрансформаторів зв'язку між РП.

Рівняннями зв'язку будуть рівняння (13) та (17).

Рівняння обмежень наступні:

– рівняння балансу реактивної потужності

$$Q_{\text{сум}U_1} + Q_{\text{сум}U_2} = Q_{\text{нав}U_1} + Q_{\text{нав}U_2}, \quad (19)$$

– залежності, які визначають межі зміни керованого параметру – реактивної потужності генераторів електростанції, а саме $Q_{G_i \max} = f(P_{G_i})$ та $Q_{G_i \min} = f(P_{G_i})$.

Взявши часткові похідні рівняння цілі за $Q_{\text{сум}U_1}$ та $Q_{\text{сум}U_2}$, отримаємо систему рівнянь для знаходження екстремумів

$$\begin{cases} \frac{\partial \Delta P_{EC}}{\partial Q_{\text{сум}U_1}} = 0; \\ \frac{\partial \Delta P_{EC}}{\partial Q_{\text{сум}U_2}} = 0. \end{cases} \quad (20)$$

Враховуючи форми залежності втрат активної потужності РП від їх сумарного реактивного навантаження ці екстремуми завжди мінімальні.

Із системи рівнянь (20) отримаємо рівняння оптимізації

$$\frac{\partial \Delta P_{EC}}{\partial Q_{\text{сум}U_1}} = \frac{\partial \Delta P_{EC}}{\partial Q_{\text{сум}U_2}}. \quad (21)$$

Підставивши (17) і (18) у (21), отримаємо

$$\frac{\partial \Delta P_{РПУ_1}}{\partial Q_{\text{сум}U_1}} + 2L \frac{r_{AT\text{вн}} + r'_{AT\text{сн}}}{U_{\text{номАТ}}^2} Q_{\text{сум}U_1} - 2L \frac{r_{AT\text{вн}} + r'_{AT\text{сн}}}{U_{\text{номАТ}}^2} Q_{\text{нав}U_1} = \frac{\partial \Delta P_{РПУ_2}}{\partial Q_{\text{сум}U_2}}. \quad (22)$$

Розв'язавши систему рівнянь (19) і (22), отримаємо оптимальні значення $Q_{\text{сум}U_1}$ та $Q_{\text{сум}U_2}$.

9. Враховуючи оптимальні значення $Q_{\text{сум}U_1}$ та $Q_{\text{сум}U_2}$ за методикою, наведеною у [9], знаходимо оптимальні значення реактивної потужності кожного генератора ЕС.

Задля оцінки ефективності наведеної методики проведено розподіл реактивної потужності між чотирма різного типу турбогенераторами ЕС з РП напругою 220 кВ та 330 кВ (рис. 2).

До РП 220 кВ приєднано два блоки з генераторами ТГВ-200 та однотипними блочними трансформаторами ТДЦГ-250000/220. До РП 330 кВ приєднано два блоки з генераторами ТГВ-200М та

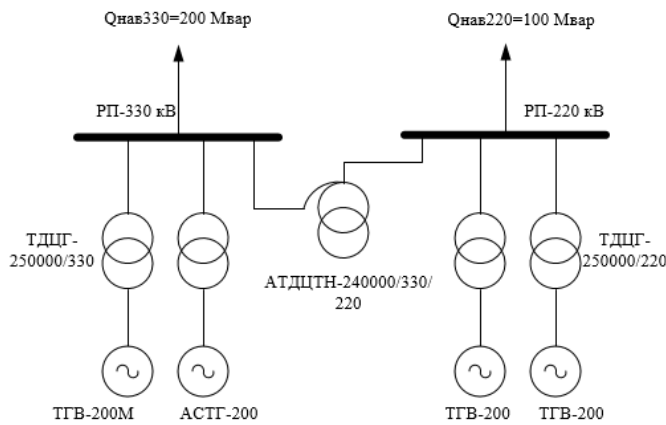


Рис. 2

АСТГ-200 та однотипними блочними трансформаторами ТДЦГ-250000/330. РП з'єднані між собою за допомогою АТ зв'язку типу АТДЦТН-240000/330/220. Активне навантаження кожного енергоблоку становить 200 МВт, споживання власних потреб блоків становить 7% від їхньої генерації; реактивне навантаження РП-220 кВ – 40 Мвар, а РП 330 кВ – 140 Мвар.

Послідовність розподілу реактивної потужності між енергоблоками ЕС згідно запропонованої в статті методики наступна.

1. На підставі діаграм потужностей допустимих режимів роботи турбогенераторів ТГВ-200, ТГВ-200М та АСТГ-200 визначаємо

їхні мінімальні та максимальні значення реактивної потужності за активної потужності 200 МВт. Також здійснено розрахунок реактивної потужності власних потреб енергоблоків. Умовно прийнято, що коефіцієнт потужності власних потреб становить $\cos \varphi = 0.82$. Визначено втрати реактивної потужності в блочних трансформаторах відповідно до (3) і (6).

2. Згідно (1), (2), (4), (5) визначаємо мінімальні і максимальні значення сумарної реактивної потужності, які можуть нести блоки кожного РП:

$$Q_{\min \text{ бл } 220} = -103,8 \text{ Мвар}; \quad Q_{\min \text{ бл } 330} = -184,3 \text{ Мвар}; \quad Q_{\max \text{ бл } 220} = 194,7 \text{ Мвар}; \quad Q_{\max \text{ бл } 330} = 143,4 \text{ Мвар}.$$

3. На підставі (7) і (8) отримуємо множини можливих значень сумарних реактивних потужностей блоків РП ЕС

$$\bar{Q}_{\text{сум}220} = \begin{pmatrix} -103,8 \\ -29,2 \\ 45,4 \\ 120,0 \\ 194,7 \end{pmatrix} \text{ Мвар}, \quad \bar{Q}_{\text{сум}330} = \begin{pmatrix} -184,3 \\ -102,3 \\ -20,4 \\ 61,5 \\ 143,4 \end{pmatrix} \text{ Мвар}.$$

4. Проводимо розрахунок залежності втрат активної потужності енергоблоків від їхніх активних та реактивних навантажень. Отримано залежності $\Delta P_B = f(P_B, Q_B)$ для енергоблоків, які враховують втрати активної потужності в генераторах, блочних трансформаторах, а також величину споживання власних потреб енергоблоку. Підставивши задане значення активної потужності, отримано залежності $\Delta P_B = f(Q_B)$, які для вказаних енергоблоків запишемо так:

$$\begin{aligned} \Delta P_{\text{БлТГВ}-200} &= 0,0332Q_{\text{БлТГВ}-200}^2 + 3,09Q_{\text{БлТГВ}-200} + 2436; \\ \Delta P_{\text{БлТГВ}-200\text{М}} &= 0,0492Q_{\text{БлТГВ}-200\text{М}}^2 + 2,61Q_{\text{БлТГВ}-200\text{М}} + 2699; \\ \Delta P_{\text{БлАСТГ}-200} &= 0,0420Q_{\text{сум}220}^2 + 3,45Q_{\text{сум}220} + 2970. \end{aligned}$$

5. Виконуємо розподіл реактивної потужності між енергоблоками для кожного РП окремо для всіх $Q_{\text{сум}220_j}$ та $Q_{\text{сум}330_j}$ із множин $\bar{Q}_{\text{сум}220}$ та $\bar{Q}_{\text{сум}330}$. За результатами розподілу для кожного $Q_{\text{сум}220_j}$ та $Q_{\text{сум}330_j}$ отримуємо множини значень реактивних потужностей енергоблоків відповідного РП та їх втрат активної потужності. Знаходимо сумарні втрати активної потужності енергоблоків кожного РП для всіх $Q_{\text{сум}220_j}$ та $Q_{\text{сум}330_j}$, тобто

$$\Delta \bar{P}_{\text{РП}220} = \begin{pmatrix} 4846 \\ 4912 \\ 5160 \\ 5598 \\ 6221 \end{pmatrix} \text{ кВт}; \quad \Delta \bar{P}_{\text{РП}330} = \begin{pmatrix} 5849 \\ 5590 \\ 5614 \\ 5938 \\ 6568 \end{pmatrix} \text{ кВт}.$$

6. За допомогою інтерполяційної формули Лагранжа отримаємо залежності сумарних втрат активної потужності енергоблоків РП від їх сумарного реактивного навантаження

$$\Delta P_{РП220} = 0,0167Q_{сум220}^2 + 3,08Q_{сум220} + 4987; \quad \Delta P_{РП330} = 0,0183Q_{сум220}^2 + 1,5Q_{сум220} + 5530.$$

7. Відповідно до (19) та (22) формуємо систему рівнянь задля визначення оптимальних значень сумарних реактивних потужностей енергоблоків РП, тобто

$$\begin{cases} 0,046Q_{сум330} + 3,06 + 0,015Q_{сум330} - 2,1 = 0,0334Q_{сум220} + 3,08; \\ Q_{сум330} + Q_{сум220} = 180. \end{cases}$$

Розв'язавши цю систему рівнянь, отримаємо оптимальні значення $Q_{сум220}$ та $Q_{сум330}$, тобто

$$Q_{сум330} = 86 \text{ Мвар}, \quad Q_{сум220} = 94 \text{ Мвар}.$$

Вирівнююча потужність, що буде протікати через АТ, для даного випадку становить 54 Мвар. Це пояснюється в першу чергу тим, що втрати активної потужності в АСТГ-200 через наявність в ньому додаткової обмотки на роторі та додаткового каналу в системі збудження значно вищі, ніж в ТГВ-200. Економічно вигіднішим є збільшення генерування реактивної потужності турбогенераторами ТГВ-200 і зменшення її генерування АСТГ-200, незважаючи на додаткові втрати активної потужності, що виникають внаслідок перетікання реактивної потужності між РП.

Сумарні втрати активної потужності турбогенераторів, блочних трансформаторів та додаткові втрати активної потужності внаслідок перетікання вирівнюючої реактивної потужності через АТ зв'язку за запропонованої методики розрахунку обчислимо так

$$\Delta P_{ЕС} = \Delta P_{РП220} + \Delta P_{РП330} + L\Delta P_{АТод} = 11,544 \text{ МВт}.$$

Для порівняння наведено також розподіл реактивної потужності окремо для кожного РП за методикою наведеною в [9], тобто $Q_{сум220} = Q_{нав220} = 40$ Мвар та $Q_{сум330} = Q_{нав330} = 140$ Мвар. Під час такого розподілу через АТ зв'язку не протікає реактивна вирівнююча потужність. За результатами розрахунків сумарні втрати активної потужності турбогенераторів та блочних трансформаторів ЕС становлять

$$\Delta P_{ЕС} = \Delta P_{РП220} + \Delta P_{РП330} = 11,678 \text{ МВт}.$$

Наведені розрахунки показують, що перетікання між РП через АТ вирівнюючої реактивної потужності дає можливість суттєво знизити втрати активної потужності паралельно працюючих енергоблоків. Навіть незважаючи на додаткові втрати в АТ зв'язку внаслідок перетікання вирівнюючої реактивної потужності, сумарні втрати активної потужності за розробленого алгоритму для вказаної ЕС можна зменшити на 1173 МВт*год. внутрішньостанційні втрати активної енергії за рік. Це підтверджує ефективність застосування розробленої методики та математичної моделі.

Висновки. Розроблено методику та математичну модель комплексної оптимізації розподілу реактивного навантаження електростанції між окремими енергоблоками, які приєднані до РП з двома класами напруги, та перетікання реактивної потужності через автотрансформатори зв'язку. Вони базуються на забезпеченні мінімальних втрат активної потужності в генераторах, блочних трансформаторах, трансформаторах власних потреб і АТ зв'язку.

Наведені розрахунки для електростанції з генераторами номінальною потужністю 200 МВт, які приєднані до РП з двома класами напруги (220 кВ та 330 кВ) та АТ зв'язку 220/330 кВ, показують, що використання розроблених методики та математичної моделі дає змогу зменшити внутрішньостанційні втрати активної потужності, а значить підвищити ефективність її роботи.

1. Стогній Б.С., Кириленко О.В., Денисюк С.П. Интеллектуальні електричні мережі електроенергетичних систем та їхнє технологічне забезпечення. *Технічна електродинаміка*. 2010. № 6. С. 44–50.

2. Kulyk V., Burykin O., Pirnyak V. Optimization of the placement of reactive power sources in the electric grid based on modeling of its ideal modes. *Technology Audit and Production Reserves*. 2018. Vol. 2. No 1(40). Pp. 59–65. DOI: <https://doi.org/10.15587/2312-8372.2018.129237>.

3. Лежнюк П.Д., Кулик В.В., Нетребський В.В., Тептя В.В. Принцип найменшої дії в електротехніці та електроенергетиці: монографія. Вінниця: ВНТУ, 2014. 212 с.

4. Лежнюк П.Д., Демов О.Д., Півнюк Ю.Ю. Поетапний розрахунок компенсації реактивної потужності у розподільних електричних мережах із використанням відносних спадів напруги. *Вісник Приазовського Державного Технічного Університету. Серія: Технічні науки*. 2015. Т. 2. № 30. С. 108–115. DOI: <https://doi.org/10.31498/2225-6733.30.2015.52729>.

5. Кулик В.В., Грицюк І.В., Грицюк Ю.В. Оптимальне керування потоками реактивної потужності в розподільних електромережах з розосередженим генеруванням. *Праці Інституту електродинаміки НАН України*. Спеціальний випуск. 2013. С. 151–158.
6. Hinz F., Moest D. Techno-economic Evaluation of 110 kV Grid Reactive Power Support for the Transmission Grid. *IEEE Transactions on Power Systems*. 2018. Vol. 33. No 5. Pp. 4809–4818. DOI: <https://doi.org/10.1109/TPWRS.2018.2816899>.
7. Becker W. Reactive power management by distribution system operators concept and experience. *CIGRE Open Access Proceedings Journal*. 2017. Vol. 2017. No 1. Pp. 2509–2512. DOI: <https://doi.org/10.1049/oap-cired.2017.0347>.
8. Про ринок електричної енергії: Закон України від 13.04.2017 р. № 2019-VIII. URL: <http://zakon3.rada.gov.ua/laws/show/2019-19> (дата звернення 04.06.2024).
9. Сегада М.С., Олексин В.П., Олексин А.В. Оптимальний розподіл реактивної потужності між синхронними та асинхронізованими турбогенераторами. *Технічна електродинаміка*. 2012. № 5. С. 68–73.
10. Сегада М.С. Електричні мережі та системи. Львів: Видавництво Національного університету Львівська політехніка, 2015. 488 с.

OPTIMAL DISTRIBUTION OF REACTIVE POWER AMONG POWER UNITS CONNECTED TO DISTRIBUTION DEVICES OF VARIOUS VOLTAGE CLASSES

M.S. Sehedá, A.V. Oleksyn,

Lviv Polytechnic National University,

12, Stepan Bandera Street, Lviv, 79013, Ukraine. E-mail: mykhailo.s.seheda@lpnu.ua; andrii.v.oleksyn@lpnu.ua.

This paper examines the features of in-station optimization of reactive power operating modes at power plants whose power units are connected to distribution devices of two different voltage classes with autotransformers. For such power plants, a methodology and mathematical model have been developed for the comprehensive optimization of distribution of reactive load among power units and reactive power flow through autotransformers. The proposed methodology and mathematical model incorporate the technical and economic characteristics, the maximum and minimum constraints, active power losses in generators, block transformers, auxiliary transformers, and autotransformers, as well as the power supply schemes for the auxiliary needs of the power plant. A detailed description of the implementation methodology for the comprehensive optimization of distribution of reactive load among power units connected to distribution devices of two different voltage classes, as well as reactive power flow through autotransformers are provided. Its application enables the determination of the optimal value of reactive power for each of the parallel-operating power units and reactive power flow through autotransformers to ensure the minimum level of active power losses of a power plant as a whole. Calculations of the in-station active power losses at a power plant with generators possessing a nominal capacity of 200 MW connected to 220 kV and 330 kV distribution devices with 220/330 kV autotransformers have been conducted. The obtained results confirm the economic efficiency of the developed methodology. References 10, figures 2.

Keywords: reactive power distribution, voltage regulation, mathematical model, power units, generators, block transformers, autotransformers.

1. Stohnii B.S., Kyrylenko O.V., Denysiuk S.P. Intelligent Electrical Networks in Power Systems and Their Technological Support. *Tekhnichna Elektrodynamika*. 2010. No 6. Pp. 44–50. (Ukr)
2. Kulyk V., Burykin O., Pirnyak V. Optimization of the placement of reactive power sources in the electric grid based on modeling of its ideal modes. *Technology Audit and Production Reserves*. 2018. Vol. 2. No 1(40). Pp. 59–65. DOI: <https://doi.org/10.15587/2312-8372.2018.129237>.
3. Lezhniuk P.D., Kulyk V.V., Netrobskyi V.V., Teptia V.V. The Principle of Least Action in Electrical Engineering and Power Engineering: Monograph. Vinnytsia: VNTU, 2014. 212 p. (Ukr)
4. Lezhniuk P.D., Demov O.D., Pivniuk Yu.Yu. A Step-by-Step Calculation of Reactive Power Compensation in Distribution Electric Networks Using Relative Voltage Drops. *Visnyk Pryazovskoho Derzhavnogo Tekhnichnogo Universytetu. Seriya: Tekhnichni nauky*. 2015. Vol. 2. No 30. Pp. 108–115. DOI: <https://doi.org/10.31498/2225-6733.30.2015.52729> (Ukr)
5. Kulyk V.V., Hrytsiuk I.V., Hrytsiuk Yu.V. Optimal Control of Reactive Power Flows in Distribution Networks with Distributed Generation. *Pratsi Instytutu Elektrodynamiky Natsionalnoi akademii nauk Ukrainy. Spetsialnyi vypusk*. 2013. Pp. 151–158. (Ukr)
6. Hinz F., Moest D. Techno-economic Evaluation of 110 kV Grid Reactive Power Support for the Transmission Grid. *IEEE Transactions on Power Systems*. 2018. Vol. 33. No 5. Pp. 4809–4818. DOI: <https://doi.org/10.1109/TPWRS.2018.2816899>.
7. Becker W. Reactive power management by distribution system operators concept and experience. *CIGRE - Open Access Proceedings Journal*. 2017. Vol. 2017. No 1. Pp. 2509–2512. DOI: <https://doi.org/10.1049/oap-cired.2017.0347>.
8. On the Electricity Market: Law of Ukraine dated 13.04.2017 No. 2019-VIII. URL: <http://zakon3.rada.gov.ua/laws/show/2019-19> (accessed 04.06.2024). (Ukr)
9. Sehedá M.S., Oleksyn V.P., Oleksyn A.V. Optimal Distribution of Reactive Power Between Synchronous and Asynchronous Turbogenerators. *Tekhnichna Elektrodynamika*. 2012. No 5. Pp. 68–73. (Ukr)
10. Sehedá M.S. Electrical Networks and Systems. Lviv: Publishing House of Lviv Polytechnic National University, 2015. 488 p. (Ukr)

Надійшла 05.08.2024
Остаточний варіант 19.12.2024