

УДК 621.313.322-81.621.311.22

М. С. Сегеда, д-р техн. наук, проф.;

В. П. Олексин, канд. техн. наук;

А. В. Олексин

ТЕХНІКО-ЕКОНОМІЧНІ АСПЕКТИ ЗАСТОСУВАННЯ АСИНХРОНІЗОВАНИХ ГЕНЕРАТОРІВ НА ТЕС

Розроблено математичну модель вибору оптимального варіанта регулювання напруги на шинах ТЕС в умовах існування в енергосистемі режимів з надлишками реактивної потужності.

Постановка проблеми

На сучасному етапі розвитку об'єднаної енергосистеми (ОЕС) України та в довготерміновій перспективі існують проблеми ефективного регулювання напруги в енергосистемі. Їх основною причиною є зниження та значне коливання в добовому, тижневому та річному розрізі навантаження енергосистеми, що призводить до виникнення великих надлишків реактивної потужності.

Завдання забезпечення необхідних рівнів напруг на шинах електростанцій ОЕС України, завдяки технічним можливостям, можуть виконати асинхронізовані турбогенератори (АСТГ). Однак розширення регулюючих можливостей АСТГ в порівнянні з синхронними турбогенераторами (СТГ) потребує додаткових затрат, а тому питання доцільності їх застосування може бути вирішене за результатами проведеного техніко-економічного розрахунку.

Аналіз останніх досягнень і публікацій

Як показали проведені дослідження, найефективнішим засобом з компенсації надлишків реактивної потужності на шинах електростанцій та забезпечення заданих рівнів напруг може бути використання АСТГ. Конструктивні особливості АСТГ дозволяють підвищити надійність електростанцій внаслідок підвищення рівня динамічної стійкості та наявності надійнішої двоканальної системи збудження, а також, за необхідності, збільшити пропускну здатність ліній електропередач [1—3]. Наведені в [4] розрахунки показують, що АСТГ в порівнянні з СТГ мають значно більші регулювальні можливості в режимі споживання реактивної потужності, дещо вищі втрати активної потужності, менший к. к. д. та менші регулювальні можливості в режимі видачі реактивної потужності.

Розрахунки та аналіз техніко-економічної ефективності застосування на електростанціях АСТГ наведено в [4, 5], але вони враховують не всі аспекти і особливості, які впливають із досвіду застосування на електростанціях АСТГ.

Виклад основного матеріалу

Критерієм вибору оптимального варіанта компенсації надлишку реактивної потужності на шинах електростанції є забезпечення мінімуму затрат, тобто рівняння мети матиме вигляд

$$F[Z_1, Z_2, \dots, Z_n, Z_A] = \min, \quad (1)$$

де Z_1, Z_2, \dots, Z_n — затрати на встановлення та використання засобів компенсації реактивної потужності (КРП).

Відомо [5, 6], що наразі використовуються два підходи щодо компенсації надлишків реактивної потужності на шинах електростанцій, а саме: за допомогою СТГ та КРП чи АСТГ. Кількість розрахункових варіантів визначається кількістю наявних компенсаторів на час проведення розрахунків, які можуть рівноцінно забезпечити компенсацію надлишків реактивної потужності та регулювання в заданих межах напруги на шинах електростанції. Проведені дослідження та розрахунки [5] показали, що для вирішення питання компенсації надлишків реактивної потужності на шинах електростанцій за різних видів КРП в більшості випадків економічно доцільно застосовувати комутуючі шунтові реактори (КШР). Тому в подальших розрахунках для компенсації реактивної потужності використовуються КШР.

Під час формування математичної моделі використовуються всі чинники, які можуть впливати на економічну ефективність кожного з наведених підходів до компенсації реактивної потужності. Для кожного підходу включаються затрати, характерні безпосередньо для нього, а також затрати, які впливають з переваг чи недоліків одного підходу перед іншим. Тим самим забезпечується універсальність математичної моделі, а її складові будуть застосовуватися чи не застосовуватися в залежності від конкретних умов встановлення обладнання (нове будівництво, реконструкція і т. п.).

Для варіанта компенсації надлишків реактивної потужності з використанням СТГ і КШР затрати будуть складатись з таких складових:

- експлуатаційні витрати на амортизацію і обслуговування СТГ;
- експлуатаційні витрати на покриття збитку, який визначається різницею забезпечення стану динамічної стійкості СТГ і АСТГ;
- експлуатаційні витрати на амортизацію і обслуговування КШР;
- експлуатаційні витрати на покриття втрат активної потужності в КШР;
- експлуатаційні витрати на амортизацію і обслуговування додаткової аварійної резервної потужності, викликаної відносно гіршими показниками надійності системи збудження СТГ у порівнянні з АСТГ;
- експлуатаційні витрати на амортизацію і обслуговування ліній електропередач, зважаючи на збільшення їх пропускної здатності.

Капіталовкладення в СТГ складаються з ціни СТГ в комплекті з системою збудження і допоміжним обладнанням та затрат на монтаж і наладку, а КШР складаються з ціни КШР і допоміжного обладнання та затрат на монтаж і наладку. Вони визначаються згідно з даними заводу-виробника.

Експлуатаційні витрати на амортизацію і обслуговування СТГ визначаються таким чином:

$$Z_{CO} = p_0 K_C, \quad (2)$$

де p_0 — коефіцієнт відрахувань на амортизацію і обслуговування; K_C — капіталовкладення в СТГ.

Експлуатаційні витрати на покриття збитку, який визначається різницею запасу динамічної стійкості СТГ і АСТГ згідно з [4], визначаються так:

$$Z_{3C} = \frac{P_{\Delta}(H+B)p_3}{8760}, \quad (3)$$

де P_{Δ} — величина зниження активного навантаження; H — витрати на відшкодування збитків від зниження границі динамічної стійкості; B — річні експлуатаційні видатки на збільшення витрат палива в динамічних режимах; p_3 — ймовірність виникнення трифазного короткого замикання.

Експлуатаційні витрати для КШР на амортизацію і обслуговування визначаються таким чином

$$Z_{KШРa} = p_0 n_{KШР} K_{KШР}, \quad (4)$$

де $n_{KШР}$ — кількість КШР; $K_{KШР}$ — капіталовкладення в КШР.

Експлуатаційні витрати на покриття втрат активної потужності в КШР визначаються за формулою:

$$Z_{KШРb} = \sum_{i=1}^n \Delta P_{KШРb_i} T_{KШРi} z_i, \quad (5)$$

де $\Delta P_{KШРb}$ — втрати активної потужності в КШР; $T_{KШРi}$ — кількість годин роботи КШР в рік; n — кількість КШР, які немає потреби використовувати після встановлення АСТГ на ТЕС; z — питомі затрати на покриття активних втрат.

Експлуатаційні витрати на амортизацію і обслуговування додаткової аварійної резервної потужності, потреба в якій викликана відносно гіршими показниками надійності системи збудження СТГ в порівнянні з АСТГ, визначаються так:

$$Z_{ДАР} = \Delta R K_p, \quad (6)$$

де ΔR — зміна аварійного резерву енергосистеми за зміни одного СТГ на АСТГ; K_p — граничні капіталовкладення на створення аварійного резерву.

Експлуатаційні витрати на амортизацію і обслуговування для збільшення пропускної здатності

ЛЕП викликані тим, що в процесі очікуваної масштабної реконструкції ТЕС можуть вирішуватися питання щодо збільшення їх встановленої потужності. Застосування АСТГ дозволяє збільшити пропускну здатність існуючих ЛЕП. Однак під час вибору варіанта компенсації надлишків реактивної потужності в ЛЕП з використанням СТГ і КШР необхідно будувати нові ЛЕП чи виконувати реконструкцію існуючих з метою збільшення їхньої пропускну здатності. В цьому випадку експлуатаційні витрати на амортизацію і обслуговування, викликані збільшенням пропускну здатності ЛЕП, визначаються так:

$$Z_{\text{ДПЗ}} = p_0 K_{\text{ДПЗ}}, \quad (7)$$

де $K_{\text{ДПЗ}}$ — капіталовкладення в збільшення пропускну здатності ЛЕП.

Сумарні затрати на реалізацію компенсації надлишків реактивної потужності на шинах ТЕС з використанням СТГ і КШР визначаються так:

$$Z_C = Z_{C0} + Z_{3C} + Z_{\text{КРПа}} + Z_{\text{КРПв}} + Z_{\text{ДАР}} + Z_{\text{ДПЗ}}. \quad (8)$$

Затрати на збільшення пропускну здатності ЛЕП з використанням АСТГ мають такі складові:

- експлуатаційні витрати на амортизацію і обслуговування АСТГ;
- експлуатаційні витрати на покриття втрат електроенергії через різницю к. к. д. СТГ і АСТГ;
- експлуатаційні витрати внаслідок різниці в коефіцієнтах потужності СТГ і АСТГ.

Капіталовкладення в АСТГ складаються з ціни АСТГ в комплекті з системою збудження і допоміжним обладнанням та затрат на монтаж і наладку. Вони визначаються згідно з даними заводу-виробника.

Експлуатаційні витрати на амортизацію і обслуговування АСТГ визначаються так:

$$Z_{\text{АО}} = p_0 K_A, \quad (9)$$

де K_A — капіталовкладення в АСТГ.

Експлуатаційні витрати на покриття втрат електроенергії через різницю к. к. д. СТГ і АСТГ за однакової номінальної потужності визначаються згідно з [4] так:

$$Z_{\text{ККД}} = \left(\frac{1}{\eta_A} - \frac{1}{\eta_C} \right) P_{\text{ном}} T_{\text{макс}} Z_{\Delta W}, \quad (10)$$

де $P_{\text{ном}}$ — номінальна потужність генератора; $T_{\text{макс}}$ — кількість годин використання максимального навантаження електростанції; $Z_{\Delta W}$ — питомі затрати на покриття втрат електроенергії; η_A — коефіцієнт корисної дії АСТГ; η_C — коефіцієнт корисної дії СТГ.

Експлуатаційні витрати від зниження видачі реактивної потужності обумовлені тим, що коефіцієнт потужності АСТГ вищий від СТГ [4]. У випадку недостатності генерації реактивної потужності для регулювання напруги необхідне використання інших джерел реактивної потужності. Витрати від зниження видачі реактивної потужності електростанції за рахунок використання АСТГ визначаються таким чином:

$$Z_{\text{КП}} = n_a \left(\frac{1}{\cos \phi_c} - \frac{1}{\cos \phi_a} \right) P_{\text{ном}} Z_{\text{КРП}}, \quad (11)$$

де $\cos \phi_c$ — номінальний коефіцієнт потужності СТГ; $\cos \phi_a$ — номінальний коефіцієнт потужності АСТГ; $Z_{\text{КРП}}$ — питома вартість джерел реактивної потужності; n_a — кількість запланованих АСТГ.

Згідно з [7] використання КШР забезпечує ступінчасте регулювання напруги в ЕС, в зв'язку з чим рівні напруг в більшості випадків не відповідають їх оптимальним значенням, такі режими роботи збільшують втрати активної потужності в енергосистемі. Застосування АСТГ дозволяє забезпечити плавне регулювання напруги, завдяки чому досягається зниження втрат електроенергії в енергосистемі. Економія визначається так:

$$E = \Delta W Z_{\Delta W}, \quad (12)$$

де ΔW — середньорічне зменшення втрат електроенергії в ЕС внаслідок покращення регулювання напруги за допомогою АСТГ.

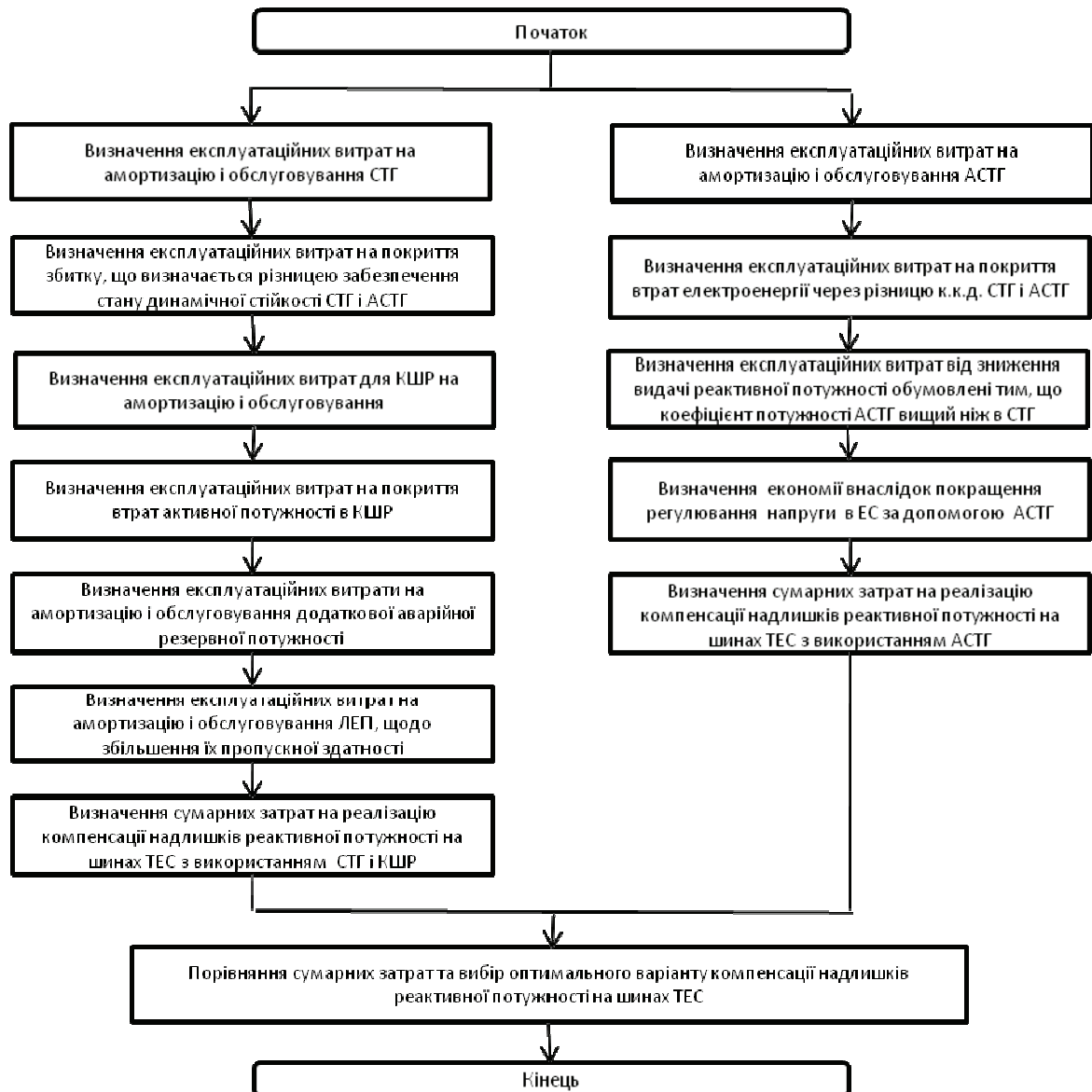
Сумарні затрати реалізації компенсації надлишків реактивної потужності на шинах ТЕС за допомогою АСТГ визначаються так:

$$Z_A = Z_{AO} + Z_{ККД} + Z_{КП} - E. \quad (13)$$

Порівнюючи результати розрахунків, вибираємо економічно найефективніший варіант компенсації надлишку реактивної потужності на шинах ТЕС, а саме:

- якщо $Z_C < Z_A$ — доцільно встановлювати СТГ з КШР;
- якщо $Z_C > Z_A$ — доцільно встановлювати АСТГ.

На рис. показана структурна схема алгоритму вибору оптимального варіанта компенсації надлишку реактивної потужності на шинах ТЕС.



Структурна схема алгоритму вибору оптимального варіанта компенсації надлишку реактивної потужності на шинах ТЕС

Кожна складова затрат визначається, виходячи з конкретних умов встановлення обладнання, а саме:

1. Під час встановлення обладнання на ТЕС, які будуються, розширюються, взамін обладнання, яке відпрацювало свій ресурс і підлягає заміні і списанню, на ТЕС, які знаходяться на стадії реконструкції:

— капіталовкладення в СТГ складаються з ціни СТГ в комплекті з системою збудження і допоміжним обладнанням та затрат на монтаж і наладку;

— капіталовкладення в КШР складаються з ціни КШР з допоміжним обладнанням та затрат на монтаж і наладку.

2. Під час встановлення на ТЕС нового обладнання взамін старого працездатного обладнання:

— капіталовкладення в СТГ складаються з ціни комплектуючих, які можуть бути використані для подальшої роботи на інших СТГ;

— капіталовкладення в КШР (за необхідності встановлення на ТЕС АСТГ) складаються з ціни комплектуючих, які можуть бути використані для подальшої роботи на інших КШР.

3. Під час розгляду варіанта встановлення АСТГ на ТЕС з постійними надлишками реактивної потужності, які зумовляють постійну роботу АСТГ в режимі споживання реактивної потужності:

— експлуатаційними витратами на покриття втрат електроенергії через різницю к. к. д. СТГ і АСТГ можна знехтувати ($Z_{\text{ККД}} = 0$), оскільки під час роботи АСТГ в режимі споживання, а СТГ — в режимі видачі їхні к. к. д. практично вирівнюються;

— експлуатаційними витратами від зниження видачі реактивної потужності АСТГ можна знехтувати ($Z_{\text{КП}} = 0$), оскільки в цьому випадку практично не буде потреби в роботі АСТГ в режимі видачі реактивної потужності.

4. Під час розгляду варіанта встановлення АСТГ на діючій ТЕС, для якої немає необхідності збільшувати пропускну здатність ЛЕП, експлуатаційні витрати на амортизацію і обслуговування додаткових потужностей ЛЕП будуть відсутні ($Z_{\text{ДПЗ}} = 0$).

Висновки

На підставі розробленої математичної моделі проведено вибір оптимального варіанта компенсації надлишків реактивної потужності для забезпечення заданого рівня напруг однієї з ТЕС ОЕС України. Отримані результати підтверджують висновки про те, що для регулювання напруги на шинах електростанцій з великими надлишками реактивної потужності економічнішим є застосування АСТГ.

СПИСОК ВИКОРИСТАНОЇ ЛІТЕРАТУРИ

1. Режимы работы, статические и динамические характеристики асинхронизированных турбогенераторов / [П. С. Кабанов, Л. Г. Мамиконянц, Ю. Г. Шакарян и др.] // Электрические станции. — 1983. — № 10. — С. 41—45.
2. Кузьмін В. В. АСТГ та їх роль в забезпеченні штатних режимів електричного обладнання АЕС в сучасних умовах / В. В. Кузьмін, Г. М. Федоренко, В. О. Саратов // Новини енергетики. — 2001. — № 2. — С. 21—29.
3. Асинхронизированные турбогенераторы как средство повышения устойчивости и регулирования напряжения в электрических сетях / [И. А. Лабунец, П. В. Сокур, Н. Д. Пинчук и др.] // Электрические станции. — 2004. — № 8. — С. 26—32.
4. Чевычелов В. А. Эффективность применения асинхронизированных турбогенераторов / В. А. Чевычелов // Электрические станции. — 1986. — № 10. — С. 46—51.
5. Макаровский С. Н. Техничко-экономический аспект применения асинхронизированных турбогенераторов / С. Н. Макаровский, З. Г. Хвошинская // Электрические станции. — 2002. — № 2. — С. 52—58.
6. Кривушкин Л. Ф. О целесообразной области применения асинхронизированных турбогенераторов / Л. Ф. Кривушкин, В. А. Чевычелов // Электрические станции. — 1983. — № 10. — С. 38—41.
7. Кузьмин В. В. Надежность работы группных турбогенераторов в современных эксплуатационных условиях / В. В. Кузьмин, В. С. Кильдишев // Электрические станции. — 1974. — № 5. — С. 37—40.

Рекомендована кафедрою електричних станцій і систем

Стаття надійшла до редакції 27.05.2013

Рекомендована до друку 29.05.2013

Сегеда Михайло Станкович — завідувач кафедри електричних станцій.

Національний університет «Львівська політехніка», Львів;

Олексин Василь Петрович — начальник відділу ПАТ «ДТЕК Західенерго», Львів;

Олексин Андрій Васильович — провідний спеціаліст ТзОВ «ДТЕК», Львів