

УДК 621.316

**Л. Н. Добровольська, к. т. н., доц.; І. В. Вітт; Ю. В. Грицюк, к. т. н., доц.;
О. М. Нанака; І. П. Чайка**

МЕТОД ВИЗНАЧЕННЯ УСТАВОК ДЛЯ СИСТЕМ ЦЕНТРАЛІЗОВАНОГО КЕРУВАННЯ КОМПЕНСУВАЛЬНИМИ УСТАНОВКАМИ

Представлено математичну модель для визначення оптимального (за критерієм мінімальних втрат) значення вхідної реактивної потужності та її розв'язок із застосуванням системного підходу для випадків централізованої компенсації або централізованої системи керування груповою чи індивідуальною компенсацією.

Ключові слова: компенсація реактивної потужності, системний підхід, вхідна реактивна потужність, визначення уставок.

Постановка проблеми

Визначення уставок автоматичних регуляторів компенсувальних установок (КУ) залежить від способу компенсації, способу і параметра керування, типу пристрою і величини реактивних навантажень. Застосовуються такі способи компенсації: централізована, групова, індивідуальна і змішані варіанти.

Централізована компенсація може бути економічно доцільною за умови живлення потужних електроприймачів (наприклад, електродвигунів) по коротких лініях електропередачі. В таких випадках КУ розташовуються на головній понижувальній підстанції (ГПП) або центральному розподільному пристрої (ЦРП) підприємства. Централізована компенсація має свої переваги: краще використання КУ, їх кількість зменшується порівняно з іншими видами компенсації, для системи керування зникає необхідність у лініях зв'язку. Єдиний, але суттєвий недолік – окрім трансформаторів ГПП і живлячих їх ліній решта мереж працюють у режимі підвищених втрат електроенергії. Тому застосування централізованої компенсації вимагає техніко-економічного обґрунтування.

До централізованої компенсації можна віднести балансуєчу КУ, яка установлена на ГПП або ЦРП підприємства і призначена для забезпечення вимог енергопостачальної компанії (ЕК) щодо споживання реактивної потужності із її мережі (наприклад, для забезпечення вхідної реактивної потужності (ВРП) на вводах підприємства і у вузлах ЕК з метою регулювання напруги і т. ін.). Але постановка задачі і методи визначення уставок для централізованих систем керування з використанням системного підходу відсутні.

Аналіз останніх досліджень та публікацій

Методам розрахунку компенсації реактивної потужності (КРП) і пристроїв керування КУ присвячено чимало праць. У [1] детально розглянуто загальні недоліки відомих систем і пристроїв централізованого керування КУ. Зокрема до них відноситься неможливість забезпечення вимог ЕК щодо споживання реактивної потужності з її мережі та вирішення задачі мінімізації втрат в електричних мережах споживачів та ЕК від недокомпенсованих перетоків реактивної енергії.

Постановка задачі дослідження

У разі компенсації реактивних навантажень, зумовлених функціонуванням ліній електропередачі, силових трансформаторів, реакторів тощо, можливе передавання недокомпенсованої реактивної енергії до споживачів. У цьому випадку виникає необхідність визначення взаємопов'язаних уставок автоматичних регуляторів КУ. На основі цього

сформульована основна мета досліджень: зменшення втрат в електричних мережах споживачів та ЕК від недокомпенсованих перетоків реактивної потужності шляхом визначення оптимальних значень вхідної реактивної потужності на вводах вузлів енергопостачальної компанії і споживача – уставок для централізованої компенсувальної установки або централізованої системи керування груповою чи змішаною компенсацією.

Основні матеріали досліджень

На підприємствах може застосовуватись групова або змішана (групова та індивідуальна) компенсація реактивних навантажень із застосуванням централізованої системи керування. В усіх випадках застосування централізованої компенсації або централізованої системи керування груповою та індивідуальною компенсацією спочатку визначаються оптимальні значення ВРП на ввіді підсистеми для j -го характерного добового режиму ЕК. Визначення виконується на основі системного підходу [1] (з врахуванням мереж і ефекту для ЕК і споживачів).

Математична модель для визначення оптимального значення ВРП (уставки на ввіді мереж підсистеми, яка включає мережі енергосистеми і споживачів, приєднаних до вузлових підстанцій) запишеться так:

$$\begin{cases} Z = \sum_{i=1}^n Z_{G_i} (1 - \Psi) + \sum_{i=1}^n (Z_{EK_i} + Z_{cn_i}) \cdot \Psi + \sum_{i=1}^n Z_{n_i} \cdot \Psi^2 \rightarrow \min; \\ 0 \leq \Psi \leq 1; \\ 1 \geq \alpha \geq 0; \\ \alpha + \Psi = 1, \end{cases} \quad (1)$$

де Z – приведені затрати на компенсацію в мережах підсистеми (цільова функція), тис. грн.; n – кількість навантажувальних вузлів у мережах підсистеми; Z_{G_i} – затрати на генерування реактивної потужності в i -му вузлі підсистеми, тис. грн.; Z_{EK_i} – вартість реактивної електроенергії, яка споживається електроприймачами ЕК в i -му вузлі, тис. грн.; Z_{cn_i} – вартість реактивної електроенергії, що споживається підприємствами в i -му вузлі, тис. грн.; Z_{n_i} – затрати на передавання реактивної потужності по мережах, які приєднані до i -го вузла, тис. грн.; Ψ – ВРП на ввіді мереж підсистеми у відносних одиницях (у загальному випадку $\Psi = \frac{Q_e}{Q_m}$, де Q_e – ВРП або уставка на ввіді мереж підсистеми в абсолютних одиницях, Мвар;

Q_m – максимум реактивного навантаження на ввіді мереж підсистеми, Мвар); $\sum_{i=1}^n Z_{G_i}$ – затрати на генерування реактивної потужності всіма джерелами підсистеми, тис. грн.; $\sum_{i=1}^n Z_{EK_i}$ – вартість реактивної електроенергії, яка споживається електроприймачами ЕК у мережах підсистеми, тис. грн.; $\sum_{i=1}^n Z_{cn_i}$ – вартість реактивної електроенергії, яка споживається підприємствами в i -му вузлі, тис. грн.; $\sum_{i=1}^n Z_{n_i}$ – затрати на передавання реактивної електроенергії по мережах підсистеми, тис. грн.; α – рівень або ступінь КРП у мережах підсистеми (в загальному випадку $\alpha = \frac{Q_{KV}}{Q_m}$, де Q_{KV} – абсолютне значення потужності КУ в мережах підсистеми, Мвар), у в. о. [1].

Значення величини Z_{Γ_i} визначається за формулою:

$$Z_{\Gamma_i} = Z_{n.z_i} \cdot Q_i, \quad (2)$$

де $Z_{n.z_i}$ – питомі середньозважені затрати на генерування реактивної потужності в i -му вузлі мереж підсистеми тис. грн. / Мвар; Q_i – реактивне навантаження i -го вузла мережі підсистеми, Мвар.

Величина $Z_{n.z_i}$ визначається за відомою формулою [1]:

$$Z_{n.z_i} = E \cdot \sum_{j=1}^m (K_{n_{ij}} \cdot \dot{U}_{ij}^2 \cdot \gamma_{ij}) + 10^{-3} \cdot \sum_{j=1}^m \Delta P_{n_{ij}} \cdot C_{0_{ij}} \cdot \gamma_{ij}, \quad (3)$$

де E – сумарний коефіцієнт відрахувань від капітальних вкладень [1]

$$E = E_n + E_a + E_o, \quad (4)$$

E_n – нормативний коефіцієнт ефективності капітальних вкладень (для енергетики $E_n = 0,15$) [1]; E_a – коефіцієнт амортизаційних відрахувань від капітальних вкладень [1]; E_o – коефіцієнт відрахувань від капітальних вкладень на технічне обслуговування [1]; $K_{n_{ij}}$ – питома вартість КУ j -го типу, яка установлена (чи її планується встановити) в i -му вузлі мереж підсистеми \dot{U}_{ij} – коефіцієнт напруги (у в. о.) в місці приєднання j -го типу КУ до

мережі ($\dot{U}_{ij} = \frac{U_{m_{ij}}}{U_{KY_{ij}}}$, де $U_{m_{ij}}$ – напруга мережі в i -му вузлі в місці приєднання j -ої КУ, кВ;

$U_{KY_{ij}}$ – номінальна напруга j -ої КУ, яка встановлена (чи буде встановлена) в i -му вузлі, кВ;

γ_{ij} – питома вага j -го типу КУ в сумарній потужності КУ, що установлені в i -му вузлі, в. о.;

m – кількість типів КУ в i -му вузлі; $\Delta P_{n_{ij}}$ – питомі втрати активної потужності при генеруванні реактивної в КУ j -го типу, установленій в i -му вузлі, кВт/Мвар [1]; $C_{0_{ij}}$ – питома вартість втрат в КУ j -го типу, установленій в i -му вузлі, грн./кВт.

$$C_{0_{ij}} = \tau_{m_{ij}} \cdot T_p, \quad (5)$$

де $\tau_{m_{ij}}$ – число годин максимальних втрат для КУ j -го типу, установленій в i -му вузлі, год.;

T_p – роздрібний тариф на активну електроенергію, грн./кВт·год.

Значення величини Z_{n_i} визначається за формулою:

$$Z_{n_i} = \frac{\tau_{m_i} T_p R_{e_i}}{U_{n_i}^2}, \quad (6)$$

де τ_{m_i} – число годин максимальних втрат у мережах підсистеми, год.; R_{e_i} – еквівалентний активний опір мереж, які приєднані до i -го вузла, Ом; U_{n_i} – базова номінальна або середня фактична напруга, до якої приведені опори мереж підсистеми, кВ.

Розв'язок рівняння (1) пропонується виконати за допомогою методу одноцільової оптимізації без обмежень. Із умови

$$\frac{\partial Z}{\partial \Psi} = 0 \quad (7)$$

отримаємо оптимальне (за критерієм мінімальних затрат) значення уставки ВРП на ввіді мереж підсистеми у в. о.:

$$\Psi_{omn} = \frac{\sum_{i=1}^n 3_{\Gamma_i} + \sum_{i=1}^n (3_{EK_i} + 3_{cn_i})}{2 \sum_{i=1}^n 3_{n_i}}. \quad (8)$$

Значення уставки (ВРП) на ввіді мереж підсистеми в абсолютних одиницях визначається із співвідношення:

$$Q_e = \Psi_{omn} \cdot Q_M \quad (9)$$

Сумарна потужність КУ, яку економічно доцільно встановити в мережах підсистеми, визначиться з умови балансу реактивних потужностей на її ввіді

$$Q_{KV.o} = Q_M - Q_e. \quad (10)$$

Параметр α (рівень КРП) визначається із співвідношення $\alpha_{omn} = \frac{Q_{KV}}{Q_M}$. При цьому $\alpha_{omn} + \Psi_{omn} = 1$. Виконання даного обмеження свідчить про правильність розв'язку задачі. Виконання решти технічних обмежень перевіряється поетапно.

Якщо виявиться, що $\Psi_{omn} > 1$ і $\alpha_{omn} < 0$, то приймаємо $\Psi_{omn} = 1$, $\alpha_{omn} = 0$ і $Q_e = Q_M$, $Q_{KV} = 0$. КРП у мережах підсистеми, що розглядається, економічно недоцільна.

Якщо $\Psi_{omn} < 0$ і $\alpha_{omn} > 1$, то приймаємо $\Psi_{omn} = 0$, $\alpha_{omn} = 1$ і $Q_e = 0$, $Q_{KV} = Q_M$. У мережах підсистеми економічно доцільна повна КРП.

Слід зазначити, що уставка реактивної потужності на ввіді підсистеми, яка співпадає з ВРП, не застосовується для автоматичного керування КУ, але з її допомогою можна контролювати і оцінювати фактичний стан мінімізації перетоків реактивної потужності (шляхом порівняння фактичної і заданої величин).

Оптимальні економічні значення Ψ_{omni} та Q_{e_i} коригуються за умовою можливого зменшення потужності трансформаторів і мереж (на стадії проектування) або віддалення строків реконструкції (в умовах експлуатації) [1]. Скориговані (в сторону зменшення) значення Ψ_{omni} та Q_{e_i} використовуються в подальшому для визначення взаємозв'язаних оптимальних (за критерієм мінімальних втрат) значень ВРП на вводах вузлів ЕК і споживачів – уставок для централізованої КУ або централізованої системи керування груповою чи змішаною компенсацією. Для цього можна використати найпростіший метод послідовного еквівалентування [3]. Критерій оптимізації – мінімальні втрати. Ідея методу базується на ієрархічному принципі побудови електропостачальних систем і полягає в поступовому згортанні схеми та перерахунку параметрів еквівалентованих частин підсистеми. Для заданої і перетворених схем мережі формуються спеціальні функції, еквівалентні за втратами активної потужності. При зворотному ході функцію зв'язку виконують оптимальні (за критерієм мінімальних втрат) значення ВРП:

$$Q_{e_{ij}} = \frac{Q_{e_j} R_e}{r_{e_i}}, \quad (11)$$

де $Q_{e_{ij}}$ – ВРП, яка розподіляється в i -ий вузол мережі підсистеми в j -му характерному режимі електроспоживання ЕК (пікових, позапікових, мінімальних навантажень), Мвар; Q_{e_j} – ВРП в j -му режимі на ввіді мереж підсистеми, Мвар; R_e – еквівалентний активний опір мереж підсистеми, Ом; r_{e_i} – еквівалентний опір мережі приєднання, по якому отримує живлення i -ий вузол мереж підсистеми, Ом.

При оптимізації розподілу величини Q_{e_i} першим вузлом розподілу є балансуєчий вузол.

Надалі розподіл виконується за тією ж формулою (11). Тільки розподіляться буде величина Q_{e_j} . В якості R_e приймається еквівалентний активний опір мереж, приєднаних до j -го вузла розподілу, а в якості r_{e_j} – еквівалентний активний опір одного із цих приєднань. Розподіл завершується у разі досягнення точок встановлення КУ.

Висновки

1. Визначення оптимальних уставок для навантажувальних вузлів ЕК зумовлене необхідністю керування КУ, що застосовуються для компенсації реактивних навантажень власних потреб (лінії електропередачі, силові трансформатори, реактори) і постачання недокомпенсованої реактивної енергії споживачам.

2. Використання параметрів мереж енергосистеми і споживачів дозволяє визначити за формулою (11) взаємозв'язані значення уставок і оптимізувати перетікання реактивної потужності (за критерієм мінімальних втрат) в мережах ЕК і споживачів.

СПИСОК ЛІТЕРАТУРИ

1. Рогальський Б. С. Компенсація реактивної потужності. Методи розрахунку, способи та технічні засоби управління. [навчальний посібник] / Б. С. Рогальський. – Вінниця: Універсум, 2006. – 236 с.
2. Рогальський Б. С. Методи поетапного розрахунку компенсації реактивної потужності в електричних мережах енергосистем і споживачів / Б. С. Рогальський // Промислова електроенергетика та електротехніка. – 2001. – №1. – С. 22–39.
3. Ковалев И. Н. Два метода расчета компенсации реактивных нагрузок в электрических сетях / И. Н. Ковалев // Электричество. – 1973. – № 10. – С. 10 – 13.

Добровольська Любов Наумівна – к. т. н., доцент, завідувача кафедрою електропостачання.

Вітт Ірина Василівна – асистент кафедри електропостачання.

Грицюк Юрій Віталійович – к. т. н., доцент кафедри електропостачання.
Луцький національний технічний університет.

Нанак Олена Миколаївна – аспірант кафедри електротехнічних систем електроспоживання та енергетичного менеджменту.

Чайка Ірина Петрівна – аспірант кафедри електротехнічних систем електроспоживання та енергетичного менеджменту.
Вінницький національний технічний університет.