

DOI: 10.31319/2519-2884.40.2022.12

УДК 621.313.323

Є.Д. Хмельницький, к.т.н., доцент, khmell2020@gmail.com

О.В. Ключев, к.т.н., доцент, Kluev2006@ukr.net

Ю.Ю. Шрамко, к.т.н., доцент, tehndir@gmail.com

К.Р. Дехтяр, здобувач вищої освіти, karinadehtyar@icloud.com

Дніпровський державний технічний університет, м. Кам'янське

ДО ПИТАННЯ КОМПЕНСАЦІЇ РЕАКТИВНОЇ ПОТУЖНОСТІ ВУЗЛА НАВАНТАЖЕННЯ ПРОМИСЛОВОГО ПІДПРИЄМСТВА

У даній статті розв'язується практична задача по компенсації реактивної потужності (РП) вузла навантаження цеха хімічного виробництва. Проведено огляд нормативно правової бази розрахунків за перетоки реактивної потужності, проаналізовано доцільність регулювання реактивної потужності з метою зменшення втрат активної складової потужності. Запропоновані методи та засоби регулювання реактивною потужністю та їх місця встановлення, проаналізовано з точки зору техніко-економічної доцільності запропоновані дії.

Ключові слова: джерело, реактивна потужність, коефіцієнт потужності, батарея статичних конденсаторів.

This article solves the practical problem of reactive power (RP) compensation of the load unit of the chemical plant. The review of the normative legal base of calculations for reactive power flows is carried out, the expediency of reactive power regulation is analyzed in order to reduce the losses of the active component of power. The offered methods and means of regulation of reactive power and their place of installation, the offered actions are analyzed from the point of view of technical and economic expediency.

Keywords: source, reactive power, power factor, static capacitor bank.

Постановка проблеми

У даній статті розглядається робота вузла навантаження підприємства хімічного виробництва. Цехова підстанція (ЦП) живиться від вузлової розподільчої підстанції, розташованої на території підприємства, по лінії 150 кВ. На підстанції встановлені трансформатори типу 2×ТДНС–16500–150/6 кВ. Основне навантаження на шини 6 кВ — це асинхронні двигуни газодувки і повітродувки потужністю 630—800 кВт, а також насоси по 500 кВт.

Споживачі 0,4 кВ отримують живлення від двох трансформаторів типу ТМ–2500–6/0,4 кВ. Навантаження шин 0,4 кВ складається із насосів, вентиляторів і засувки, що приводяться в дію асинхронними двигунами різної потужності (від 125 до 1,5 кВт). Слід вказати, що синхронні двигуни і двигуни постійного струму відсутні.

Аналіз останніх досліджень та публікацій

Аналізуючи роботу вузла навантаження з точки зору споживання реактивної потужності (РП) відмітимо, що джерелами реактивної потужності (ДРП) являється енергосистема і частково генератори власної ТЕЦ. Але в ситуації, яка склалася, коли постійно змінюються керівні вказівки щодо питань електроспоживання [1], особливо це стосується споживання (генерації) реактивної потужності, а також зростаючих тарифів на електроенергію для промислових підприємств, виникає необхідність у пошуку оптимального варіанту по компенсації РП [5].

Формулювання мети дослідження

Вибір типу і потужності джерел реактивної потужності на основі техніко-економічного порівняння варіантів ДРП при відсутності синхронних двигунів. Оцінка затрат на передачу РП по мережам енергосистеми (МЕС) не здійснюється, оскільки це не вимагає реконструкції елементів системи.

Виклад основного матеріалу

Розрахункові навантаження вузла електропостачання споживача 6 кВ. Асинхронні двигуни газодувки типу АРП–630/6 кВ і АРМП–800/6 кВ; коефіцієнти завантаження в межах

0,8÷0,9; коефіцієнт потужності — 0,85. Асинхронні двигуни насосів типу А13–52–8 з параметрами — 500 кВт; $K_{\text{вип}} = 0,65$; $\cos\varphi = 0,90$. Разом, сумарне навантаження на стороні 6 кВ: перша с.ш. — активне — 4310 кВт, реактивне — 2240 кВАр; друга с.ш. — активне — 4500 кВт, реактивне — 2800 кВАр.

Споживачі 0,4 кВ. Живлення від двох трансформаторів ТМ–2500/6 кВ, загальне навантаження на низькій стороні — 3730 кВт і 2150 кВАр, розподілене по двом секціям шин приблизно порівну.

Як раніше зазначалося, джерелами РП даного вузла є енергосистема і два генератори ТЕЦ типу Т–2–12–2 потужністю по 12 МВт. Реактивна потужність від генераторів може бути отримана в обмеженому об'ємі, оскільки основна задача ТЕЦ це виробіток теплової, а не електричної енергії. За умов забезпечення РП усіх споживачів підприємства у розрахунковий вузол може бути передана РП порядку 1,5 МВАр. Відповідно, у даному вузлі є значна некомпенсована РП.

У теперішній час загальний порядок розрахунків за споживання (генерацію) реактивної потужності регламентується вказівками Міненерго України від 06.02.2018 року №87 з доповненнями НКРЕ від 28.01.2021 року, яка внесла уточнення у порядок розрахунків, вказавши, що «... згідно діючому закону не передбачається плата за реактивну потужність, але передбачається плата за споживання (генерацію) реактивної потужності споживачами». При цьому коефіцієнт потужності, що рекомендується, повинен бути $\cos\varphi=0,97$ (середньомісячний) або $\text{tg}\varphi_n=0,25$.

Визначивши величину навантаження вузла електропостачання ($P = 12540$ кВт; $Q = 7210$ кВАр), отримаємо фактичне значення коефіцієнта потужності

$$\text{tg}\varphi = \frac{7210}{12540} = 0,57 \text{ або } \cos\varphi = 0,87.$$

Відповідно, при нормативному значенні коефіцієнта потужності від СЕМ може бути отримана РП

$$Q_e = P \cdot \text{tg}\varphi_n = 12540 \cdot 0,25 = 3140 \text{ кВАр.}$$

Тоді некомпенсована реактивна потужність вузла навантаження складе

$$7210 - 3140 = 4070 \text{ кВАр.}$$

Отримане значення може бути зменшено на величину РП, отриману від ТЕЦ, але приймаючи до уваги можливу зміну режиму роботи ТЕЦ, а відповідно, і нестабільну передачу РП до вузла навантаження, доцільно у подальших розрахунках виходити з необхідності компенсації РП у вказаному розмірі.

Таким чином, можливими джерелами РП можуть бути енергосистема — 3140 кВАр і батареї статичних конденсаторів потужністю — 4070 кВАр, які необхідно встановити на стороні 6 кВ і 0,4 кВ.

Обґрунтування варіанту компенсації РП. При розв'язанні техніко-економічної задачі вибору засобів компенсації розглядаються наступні режими роботи [1]: режим найбільших реактивних навантажень підприємства і режим найбільших активних навантажень енергосистеми. Для цього СЕМ повинна задати підприємству значення реактивної потужності Q_e , яке називається вхідною реактивною потужністю [2], і при виборі пристроїв компенсації повинна дотримуватися вимоги $Q \leq Q_e$. У той же час у режимі найбільшого активного навантаження СЕМ необхідно дотримуватися умови $Q \geq Q_{\text{emin}}$.

Вище було вказано, що вибір засобів ДРП доцільно виконувати, виходячи із некомпенсованої РП у розмірі 4070 кВАр = 4,07 МВАр. З врахуванням коефіцієнта підвищення напруги мережі на 5% із-за регулюючого ефекту навантаження ($K_U = 1,1$ для потужних асинхронних двигунів), максимальне значення компенсуючої РП складе

$$Q_k = 4,07 \cdot 1,1 = 4,48 \text{ МВАр.}$$

Число годин максимальних втрат, яке визначається за відомим вираженням [1] з врахуванням мало змінного графіка $Q(t)$, для хімічного виробництва буде дорівнювати $\tau = 5400$ годин. Коефіцієнт суміщення реактивного навантаження підприємства з максимумом навантаження енергосистеми (приходиться на 18 годин) дорівнює

$$K_M = \frac{Q_{18}^2}{Q_K^2} = \frac{3,70^2}{4,48^2} = 0,682. \quad (1)$$

Згідно [1], питома вартість втрат активної потужності C_0 являється основною величиною при виконанні техніко-економічних розрахунків по електроспоживанню

$$C_0 = \delta(\alpha \cdot K_M + \beta \cdot \tau). \quad (2)$$

Тут коефіцієнт збільшення вартості втрат у системі δ визначається з врахуванням суми втрат для ЛЕП-150 кВ (порядку 1,5%) і складає

$$\delta = 1 + 0,02 \cdot \Delta E = 1 + 0,02 \cdot 1,5 = 1,03.$$

Питомі витрати α на збільшення потужностей у СЕМ для покриття втрат активної потужності визначені на основі директиви Міненерго України на поточний (2022) рік. Так, планується ввести потужностей по виробництву електроенергії близько 700 млн. кВт-год (приблизно 210 МВт) з об'ємом фінансування у 3450 млн. грн., з яких 25% спрямовується на генеруючі потужності. Тоді питомі витрати на покриття втрат активної потужності складуть

$$\alpha = \frac{3450 \cdot 10^6 \cdot 0,25}{210 \cdot 10^3} = 4110 \text{ грн/кВт}. \quad (3)$$

Коефіцієнт β — питомих витрат на виробіток електроенергії, за даними [1] дорівнює собівартості електроенергії на шинах електростанції. Визначимо β за опублікованими даними Міненерго України за 2021 рік, де вказаний загальний об'єм виробництва електроенергії (157 млрд. кВт-год) і долі виробництва на АЕС і ТЕС, відповідно 80,4 (51,25 %) і 55,26 (35,2 %) млрд. кВт-год. Вартість 1 кВт-год. на АЕС дорівнює 0,72 грн/кВт-год (з врахуванням податку на прибуток і ПДВ), для ТЕС аналогічно — 1,25 грн/кВт-год, тоді собівартість електроенергії складатиме: для АЕС — 0,434 грн/кВт-год, для ТЕС — 0,775 грн/кВт-год. Середньозважене значення собівартості 1 кВт-год визначається з врахуванням об'ємів виробництва електроенергії на даних підприємствах, воно складатиме — 0,573 грн/кВт-год. Тоді питома вартість втрат активної потужності буде (2)

$$C_0 = 1,03(4110 \cdot 0,682 + 0,573 \cdot 5400) = 6075 \text{ грн/кВт}. \quad (4)$$

Визначаємо [3] величину додаткових втрат активної потужності в лінії і трансформаторах при передачі реактивної потужності від СЕМ до вузла навантаження

$$\Delta P_M = \frac{2P}{U^2} \cdot 10^3 \cdot Q_0 \cdot Q_K + \frac{R}{U^2} \cdot 10^3 \cdot Q_K, \quad (5)$$

де Q_0 — РП, що споживається цехами хімічного виробництва — 3,14 МВАр; Q_K — додатково компенсуюча РП — 4,48 МВАр; R — сумарний опір лінії і трансформаторів від центру живлення до розрахункового вузла — 11,8 Ом (за даними ВГЕ підприємства).

З врахуванням підстановки значень у (5) отримаємо $\Delta P_M = 18,1$ кВт, тоді вартість додаткових втрат електроенергії при передачі РП складатиме

$$C = C_0 \cdot \Delta P_M = 6075 \cdot 18,1 = 109,9 \text{ тис.грн.}$$

Вибір варіанту передачі РП зі сторони 6 кВ на 0,4 кВ. Розглядаємо випадок, коли СД відсутній і єдиним джерелом РП можуть бути тільки батареї статичних конденсаторів (БСК). Можливі варіанти: це установка БСК на стороні 6 кВ і передача РП через понижувальні трансформатори або установка БСК на стороні 6 кВ і 0,4 кВ. Оскільки розподільчий пристрій 0,4 кВ цеху хімічного виробництва діючий і схема не потребує спеціальних змін, то необхідно визначити РП, яку можна передати у РП-0,4 кВ через понижувальні трансформатори, використовуючи вираження [3]:

$$Q = \sqrt{(N \cdot K_3 \cdot S_H^2 - P_M)^2} = \sqrt{(2 \cdot 0,86 \cdot 2,5^2 - 3,73)^2} = 2,15 \text{ МВАр},$$

де N — кількість трансформаторів ($N = 2$); K_3 — коефіцієнт завантаження трансформаторів ($K_3 = 0,86$); P_M — максимальна активна потужність навантаження ($P_M = 3730$ кВт).

Результати розрахунку показали, що в РП-0,4 кВ можна передати необхідну реактивну потужність в об'ємі $Q_T = 2,15$ МВАр, тобто необхідності в установці БСК на стороні 0,4 кВ — немає.

Відповідно, необхідно визначити величину затрат на установку БСК у розподільчому пристрої 6 кВ цехової підстанції, потужністю менше 4480 кВар.

Комплектні конденсаторні установки (ККУ) 6 кВ постачається без ввідного пристрою, тому для приєднання до шин РП–6 кВ підстанції необхідно додатково передбачати камеру КРП. Розрахункова величина витрат на установку ККУ може бути визначена за формулою [5]

$$Z = Z_0 + Z_1 \cdot Q_k, \quad (7)$$

так як витрати являються лінійною функцією потужності генеруємої батареї конденсаторів.

Тут $Z_0 = E \cdot K_0$, грн

$$Z_1 = E \cdot K_y \left(\frac{\dot{U}_{БК}}{U} \right)^2 + C_0 P_{БК}, \text{ грн/МВАр}, \quad (8)$$

де $E = 0,223$ — величина щорічних відрахувань; $K_0 = 8$ тис. грн. — вартість ввідного пристрою; $K_y = 16 \cdot 10^3$ грн/МВАр — питома вартість ККУ; $C_0 = 6075$ грн/кВт — вартість втрат активної потужності; $P_{БК} = 2,3$ кВт/МВАр — питомі втрати активної потужності у конденсаторах; $U = 5,9$ кВ — напруга мережі у пункті приєднання БСК.

Розрахунок за (8) показав наступне

$$Z = 0,223 \cdot 8,0 + \left[0,223 \cdot 16 \cdot 10^3 \left(\frac{0,98}{1,5} \right)^2 + 6075 \cdot 2,3 \right] \cdot 1,125 = 20995 \text{ грн.}$$

Тут $\varphi_k = 1125$ кВАр — потужність однієї нерегульованої секції БСК, усього секцій БСК — чотири, для установки по дві на кожну секцію шин. Таким чином, сумарні витрати на установку 4-х секцій БСК складатимуть $Z = 83980$ грн (83,98 тис. грн). Порівнявши ці витрати із витратами на передачу РП від МЕС (109,9 тис. грн) бачимо, що установка БСК на підстанції цеха хімічного виробництва більш економічна і її ефективність буде зростати у довготривалій перспективі.

Висновки та перспективи подальших досліджень

1. У статті приведено аналіз ситуації з компенсацією реактивної потужності на промислових підприємствах України.

2. Виконання розрахунку дозволило визначити більш ефективне джерело РП для реального вузла навантаження підприємства, в якості якого рекомендована установка батарей СК на стороні 6 кВ.

3. Розрахунки показали, що більш економічним варіантом являється установка чотирьох ККУ потужністю 1125 кВАр кожна, що дозволяє повністю покрити потреби вузла у РП. При цьому також враховані вимоги енергосистеми за мінімальним споживанням РП в об'ємі 3140 кВАр в години мінімальної активної навантаження енергосистеми.

Список використаної літератури

1. Методика обчислення плати за перетікання реактивної електроенергії: Наказ Міністерства енергетики та вугільної промисловості України від 06.02.2018, № 87.
2. Карпов Ф. Ф. Компенсация реактивной мощности в распределительных сетях. М. : Энергия, 1975. 184 с.
3. Демов О. Д. Планування електроспоживання промислових підприємств та управління ним : монографія. Вінниця : Універсум–Вінниця, 2001. 104 с.
4. Ковалев Н. И. Выбор компенсирующих устройств при проектировании электрических сетей. М. : Энергоатомиздат, 1990. 170 с.
5. Железко Ю.С. Потери электроэнергии. Реактивная мощность. Качество электроэнергии М.: Изд-во ЭНАС, 2009. 447 с.

ON THE ISSUE OF COMPENSATION OF THE REACTIVE POWER LOADING UNIT OF THE INDUSTRIAL ENTERPRISE

Khmelnyskiy E., Klyuyev O., Shramko Yu., Dekhtiar K.

Abstract

This paper solves the practical problem of reactive power (RP) compensation of the load unit of the chemical plant. The peculiarity of this node is the presence of powerful asynchronous motors in the absence of synchronous machines.

The load node is powered by a node substation located on the territory of the enterprise, on a 150 kV transmission line. Two step-down transformers TDNS–1600–150 / 6 kV, power supply load 0,4 kV from two transformers TM-2500–6 / 0.4 kV are installed at the settlement substation.

The total active load of the unit is 12,540 kW, reactive — 7,210 kVAr. Currently, the main source of RP for the node is the power supply system (SPS) and partially generators of its own thermal power plant (TPP) with a capacity of 2–112 MW.

As you know, factory TPP are sources of thermal energy for the technological needs of enterprises with low electricity production, so the possible task of choosing the best source of reactive power.

The situation in the supply of electricity to industrial enterprises of Ukraine is complicated, it is determined by the ever-increasing tariffs for electricity, and is also regulated by the instructions on compensation of RP.

Here it is necessary to note the latest instructions of the Ministry of Energy of Ukraine dated 06.02.2018 № 87 and the NERC supplement dated 28.01.2018, which regulate the procedure for settlements for the generation (consumption) of reactive power by industrial enterprises. A feature of the new methodology is the determination of the economic equivalent of reactive power (EERP), taking into account the cost of active energy.

Based on the standard power factor (according to the new method $\text{tg}\phi=0.25$), the reactive power from the SPS for the load unit can be obtained in the amount of 3140 kVAr. Uncompensated RP in the amount of 4070 kVAr, and taking into account the increase in load by 5% — 4480 kVAr, it is advisable to compensate at the expense of the own needs RP.

Given the above, the best option to compensate for the RP of the load node are the capacitor banks (BSC) to the lack of synchronous motors to drive the technological mechanisms of the enterprise.

The classical method of technical and economic calculations for reactive power compensation, set out in the works of F.F. Karpova and L.V. Litvak, provides for the definition of such a parameter as the cost of active power losses, which includes the following components: α — specific costs due to the expansion of SPS to cover losses of main power (UAH / kW) and β — specific costs of electricity generation (approximately equal to the cost of electricity on power plant tires (UAH / kWh)). Determining the values of these components is significantly difficult to the lack of systematic data on the cost of electricity, especially in the requirements of the Ministry of Energy for the purchase of energy from renewable sources, which may affect the accuracy of some data, but not essential.

According to the calculations: indicator $\alpha = 4110$ UAH / kW, $\beta = 0,573$ UAH / kW and the specific cost of active power losses $C_0 = 6075$ UAH / kW. Then the amount of costs for the transfer of reactive power from the power center to the voltage node will be 109.9 thousand UAH.

Of the two options for installing BSC on the 6 kV or 0.4 kV side, you should choose the option of transmission of RP through step-down transformers TM-2500–6 / 0.4 kV, which is confirmed by the calculations performed (certainly take into account the significant difference in BSC cost of 0.4 kV).

Estimated costs for the installation of BSC on the 6 kV side are: $4 \times 20995 = 83980$ UAH, taking into account the cost of the input device and the battery of capacitors with a capacity of 1125 kVAr. For each section of 6 kV busbars, two sections of over-regulated BSC are installed, as with a stable reactive load, if necessary, one section of capacitors can be completely disconnected.

As you can see, a more economical option is to install BSC at the enterprise in the load node, taking into account the SPS requirement for consumption of RP in the hours of minimum active load. In the long run, this technical solution gives a significant economic effect.

References

- [1] Metodyka obchyslennya platy za peretikannya reaktyvnoyi elektroenerhiyi (02.06.2018, № 87). [*Methods of calculating the fee for the flow of reactive electricity*]. Kyiv: Order of the Ministry of Energy and Coal Industry of Ukraine [in Ukrainian].
- [2] Karpov, F.F. (1975) *Kompensatsyya reaktyvnoy moshchnosty v raspredelytelnykh setyakh* [*Compensation of reactive power in distribution networks*]. Moscow: Energy. [in Russian].
- [3] Demov, O.D. (2001). *Planuvannya elektrospozhyvannya promyslovykh pidpryyemstv ta upravlinnya nym*. [*Planning of electrical consumption of industrial enterprises and their management*]. Vinnytsia: Universum-Vinnytsia. [in Ukrainian].
- [4] Kovalev, N.I. (1990) *Vybor kompensyruyushchykh ustroystv pry proektyrovanny élektrycheskykh setey* [*The choice of compensating devices in the design of electrical networks*]. Moscow: Energoatomizdat. [in Russian].
- [5] Zhelezko, Yu.S. *Potery élektroénerhiy. Reaktyvnaya moshchnost.. Kachestvo élektroénerhiy* [*Electricity losses. Reactive power. Quality of electricity*]. Moscow: Izd-vo ENAS. [in Russian].