

УДК 621.316.1.05:621.316.761

## КОМПЕНСАЦИЯ РЕАКТИВНОЙ МОЩНОСТИ В РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНЫХ СЕТЯХ С ЦЕЛЮ ЭКОНОМИИ ЭНЕРГОРЕСУРСОВ

А.С. Рырсалиев, С.М. Суеркулов

Рассматриваются вопросы компенсации реактивной мощности (РМ) в распределительных сетях с целью понижения потерь активной мощности и экономии топливно-энергетического ресурса (ТЭР).

*Ключевые слова:* компенсация реактивной мощности; потери активной мощности; экономия ТЭР; источники реактивной мощности.

---

## COMPENSATION OF REACTIVE POWER IN DISTRIBUTIVE NETWORKS FOR PURPOSE OF ECONOMY ENERGY RESOURCE

A.S. Ryrsaliev, S.M. Suerkulov

It is considered the issue of reactive power compensation in distributive networks in order to reduce active power losses and saving fuel energy resource.

*Keywords:* compensation of reactive power; active power losses; saving fuel energy resource; sources of reactive power.

В цепи синусоидального переменного тока, как правило, имеет место сдвиг по фазе между током и напряжением. В большинстве случаев это связано с наличием ветвей намагничивания и индуктивности или емкости цепи, иначе говоря, с возникновением магнитных или электрических полей, запасная энергия в которых периодически изменяется.

Это значит, что кроме явления передачи энергии, которая является прямой задачей электрической сети, в ней возникают побочные явления, связанные с параметрами, и относящиеся к свойствам цепи переменного тока, т.е. протекают активная и реактивная мощности. Активная мощность расходуется на выполнение физической работы, теряется на нагрев и т. д., а реактивная мощность – на создание переменного магнитного потока [1].

Мгновенное значение мощности в цепи переменного тока тангенса должно в любой момент времени представлять собой сумму двух слагаемых: активной мощности, расходуемой в активных сопротивлениях, и реактивной мощности ( $P_n$ ), вызванной действием ЭДС самоиндукции, т. е. создания магнитного потока.

Мощность, идущая на создание магнитного потока, четыре раза в течение каждого периода меняет свое напряжение, причем среднее значение этой мощности за каждый полупериод равно нулю,

т.к. процесс обмена мощностью между генератором и цепью потребления происходит в форме колебательного процесса.

Реактивная мощность  $Q$ , как мощность намагничивающей определяется как

$$Q = K_1 \Phi_m^2 / R_\mu = U_1 \frac{B_m^2}{\mu} fV \text{ кВар}, \quad (1)$$

где  $\Phi_m$  – амплитуда магнитного потока, Вб;  $B_m$  – амплитуда магнитной индукции, Тл;  $f$  – частота, Гц;  $R_\mu$  – магнитное сопротивление, А/Вб;  $\mu$  – магнитная проницаемость; Вб/А;  $V$  – объем магнитной цепи, м<sup>3</sup>;  $K_1$  – постоянный коэффициент.

Приведенная зависимость (1) показывает, что при данной частоте переменного тока РМ цепи тем больше, чем больше величина необходимого магнитного потока (магнитной индукции) и тем больше суммарное магнитное сопротивление.

Если магнитный поток замыкается в магнитной цепи из ферромагнитного материала с относительно высокой магнитной проницаемостью, то потребление РМ будет гораздо меньше. Но на пути передачи электрической энергии (ЭЭ) от источника до потребителей имеются линии электропередачи, трансформаторы и асинхронные машины различного типа, которые обладают различными магнитными характеристиками.

Потребление РМ создает подобные явления, т. е. при передаче (потреблении) РМ увеличиваются значения потери напряжения и мощности:

$$I = \frac{\sqrt{P^2 + Q^2}}{\sqrt{3}U_1} = \frac{P\sqrt{1+tg^2}}{\sqrt{3}U}, A, \quad (2)$$

$$\Delta U = \frac{P_R + Q_x}{U} = \frac{P_R(1+K_2tg\varphi)}{U} = \frac{P_R}{U} + \frac{(K_2tg\varphi)P_R}{U_n} = \Delta U_a + \Delta U_p, B, \quad (3)$$

$$P_1 = \frac{\sqrt{P^2 + Q^2}}{U^2} R = \frac{P^2 C_1 + tg\varphi^2}{U^2} R = \frac{P_2 R}{U^2} + \frac{(1+K_2tg\varphi^2)P^2 R}{U^2} = \Delta P_a + \Delta P_p, Bm, \quad (4)$$

где  $tg\varphi = \frac{\Phi}{P}$ ;  $\Delta U_a, \Delta U_p$  – потери напряжения, обусловленные передачей активной и реактивной мощностей;  $\Delta P_a, \Delta P_p$  – потери активной мощности, обусловленные передачей активной и реактивной мощностей;  $U$  – междуфазное напряжение.

Если требуется уменьшение РМ в любом звене системы электроснабжения (СЭС) на величину  $Q_{ку}$  за счет установки компенсирующего устройства величиной  $Q_{ку}$ , то потери активной мощности уменьшаются и вычисляются по формуле

$$\Delta P_2 = \Delta P_a + \Delta P_p' + \Delta P_H = \Delta P_a + \frac{(Q + Q_{ку})^2 K}{U^2} 10^{-3} + \Delta P_{ку}, кВт, \quad (5)$$

где  $P_{ку}$  – потери активной мощности в компенсирующих устройствах, кВт.

С учетом выражений (4) и (5) величина снижения потерь активной мощности равна

$$\Delta P = \Delta P_1 - \Delta P_2 = \frac{(2Q + Q_{ку})^2 R 10^{-3}}{U^2} + \Delta P_{ку}, кВт. \quad (6)$$

Разделив полученный результат на величину  $Q_{ку}^2$  получим относительное снижение потерь активной мощности в виде

$$\Delta P^* = \frac{\Delta P}{Q_{ку}} = \frac{\Delta P_1 - \Delta P_2}{Q_{ку}} = \frac{Q_{ку}(2Q + Q_{ку})^2 R 10^{-2}}{Q_{ку}U^2} - \frac{\Delta P_{ку}}{Q_{ку}} = \frac{\Delta P_p}{Q} \left(2 - \frac{Q_{ку}}{Q}\right) - \frac{\Delta P_{ку}}{Q}, \frac{кВт}{кВар}. \quad (7)$$

Обозначим  $\Delta P^*$  коэффициентом повышения потерь  $K_{ин}$  или так называемым коэффициентом экономического эквивалента [2]. Этот коэффициент зави-

сит от удаленности звеньев СЭС от источника питания и изменяется в среднем от 0.0.2 до  $0.12 \frac{кВт}{кВар}$ .

Снижение потерь активной мощности при установке КУ или при снижении РМ равно

$$\Delta P = \Delta P_1 - \Delta P_2, кВт. \quad (8)$$

Экономия первичного топлива  $B_{эк}$  равна

$$B_{эк} = \epsilon_3 W = \epsilon_3 \Delta P \tau, \text{ т.у.т.}, \quad (9)$$

где  $\epsilon_3$  – удельный расход топлива на выработку электроэнергии, т.у.т./кВт\*ч;  $\Delta P \tau$  – сэкономленная электроэнергия за счет компенсации РМ, кВт\*ч.

При полной компенсации РМ относительное снижение потерь активной мощности составит:

$$Q = Q_{ку}; \quad \Delta P^* = \frac{\Delta P_p}{Q_{ку}} - \frac{\Delta P_a}{Q_{ку}} = \frac{1}{Q_{ку}} (\Delta P_p - \Delta P_a), \frac{кВт}{кВар}. \quad (10)$$

Например, на ТЭЦ г. Бишкек для выработки электроэнергии удельный расход топлива в зависимости от вида топлива-сырья составляет 250–350 г/кВт\*ч (0,25–0,35) кг/кВт\*ч т.у.т. Если при компенсации РМ в сетях 6–10 кВ составляет 100 кВар, то при годовой часовой работе предприятия  $T = 4500$  часов, сэкономленная энергия составит  $45^2 \cdot 10^4$  кВт\*ч.

Экономия топлива составляет:

$$B_{эк} = (0,25 \div 0,35) 4510^4 = (11,25 \div 15,75) 10^4 = 115 \div 1575 \text{ т.у.т.}$$

Компенсация РМ связана с определенными затратами на компенсирующие устройства, и передачу РМ по сети СЭС [3].

Затраты на установку и эксплуатацию КУ определяются как:

$$Z_{нб} = Z_{нб.в} Q_{нб.в} + Z_{нб.н} Q_{нб.н}, \text{ тыс. сом.}, \quad (11)$$

где  $Q_{нб.в}$  и  $Q_{нб.н}$  – мощности НБ, установленные в сетях ВН и НН, кВар;  $Z_{нб.в}$ ,  $Z_{нб.н}$  – удельные затраты на НБ ВН и НН, тыс. сом/кВар.

Если генераторы имеют возможность выработки РМ, то затраты определяются как

$$Z_z = C_0 \left( \frac{D_1}{Q_H} + \frac{2D_2 Q_H}{Q_H^2 N} \right), \text{ тыс. сом.}, \quad (12)$$

где  $D_1, D_2$  – постоянные параметры, зависящие от типа генератора, кВт/кВар, кВт/(кВар)<sup>2</sup>;  $Q_H$  – потребление РМ, кВар;  $Q_H$  – номинальная РМ генератора, кВар;  $N$  – количество генераторов;  $C_0$  – стоимость 1 кВт мощности, сом/кВт.

Проведем анализ необходимости компенсации РМ, для этого исследуем режим потребления РМ некоторых подстанций от 0 до 24 часов. (Подстанция 35/6 кВ ОАО “Северэлектро” АРЭС, фидер “Майский”, на 15.10.2014 г.).

Согласно нормативным документам, значения  $tg\varphi$  в зависимости от номинального напряжения должны находиться в следующих пределах [3]: напряжение сети, кВ:

110	35	6-20	0,4
0,5	0,4	0,4	0,35.

При передаче РМ по электрическим сетям  $Z_0 = Z_0 + Z_1 Q + Z_2 Q$ , тыс. сом., (13)

где  $Z_0$  – затраты, не зависящие от РМ, тыс. сом.;

$$Z_1 = 2C_0 \frac{1000}{U_H^2} M =$$

$$= 2C_0 \frac{1000}{U_H^2} \sum Q_i R_i, \text{ тыс. сом/кВар.} \quad (14)$$

$$Z_2 = C_0 \frac{1000}{U_H^2} R = C_0 \frac{1000}{U_H^2} \sum V_i, \text{ тыс. сом/кВар}^2. \quad (15)$$

Оптимизация режима компенсации РМ осуществляется минимизацией этих затрат с учетом баланса РМ.

При компенсации РМ необходимо учитывать виды компенсации. Большой эффект дает индивидуальная компенсация, которая позволяет разгрузить сети высокого и среднего напряжений от РМ, но в этом случае возрастают затраты на компенсирующие устройства.

При компенсации РМ необходимо обратить внимание на РМ, потребляемую силовыми трансформаторами, которая состоит из двух составляющих, а именно:

$$Q_{TP} = Q_m + Q_T K_3^2, \text{ кВар,}$$

где  $U_{кз}$  – напряжение короткого замыкания обмотки, %;  $S_{шт}$  – номинальная мощность трансформатора, кВА;  $Q_{mp}$  – трансформатор должен потреблять мощность со стороны питающей линии, а не со стороны низкого напряжения. Это обстоятельство при компенсации РМ не учитывают. Со стороны низкого напряжения трансформатора РМ имеем:

$$Q_{H,TP} = Q_\Sigma + Q_{TP}, \text{ кВар,} \quad (16)$$

где  $Q_\Sigma$  – суммарная РМ, кВар;  $Q_{H,TP}$  – РМ, подлежащая намагничиванию в сети НН.

Для трансформатора мощностью 2500 кВА, напряжением 35/10 кВ, получающего питание по воздушной линии, имеем РМ:

$$I_{xx} = 1,1 \%,$$

$$U_{кз} = 6,5 \%,$$

$$Q_{xx} = \frac{1,1}{100} 2500 = 27,5 \text{ кВар,}$$

$$Q_{кз} = \frac{6,5}{100} 2500 * 0,8 = 162,5 * 0,8 = 130 \text{ кВар,}$$

$$Q_{TP} = 27,5 + 130 = 157,5 \text{ кВар.}$$

Эту мощность трансформатор должен потреблять со стороны 35 кВ по воздушной линии.

Если  $U_H = 110$  кВ, воздушная линия питает трансформатор 2500 кВА, то ток х.х. трансформатора будет:

$$I_{xx} = 1,5 \%,$$

$$U_{кз} = 10,5 \%, \text{ тогда}$$

$$Q_{xx} = \frac{1,5}{100} 2500 = 37,5 \text{ кВар,}$$

$$Q_{кз} = \frac{10,5}{100} 2500 * 0,8 = 210 \text{ кВар,}$$

$$Q_{mp} = 247,5 \text{ кВар.}$$

Для воздушной линии, имеющей зарядную мощность при сечении 120, это составит: 0,036 МВар/км = 36 кВар/км. Если линия имеет длину 10 кВ,  $Q_\Sigma = 360$  кВар, что обеспечивает потребление РМ трансформатором.

Как показывает анализ, значения  $\cos\varphi$  для многих ОАО, особенно “Восток-электро” в подстанциях 35/10 кВ, лежат в пределах 0,6–0,8, что требует компенсации РМ в сетях 35 и 10 кВ. Оптимальная компенсация РМ позволяет экономить ТЭР в распределительных сетях. Это задача для дальнейших исследований.

#### Литература

1. Литван Л.В. Вопросы повышения  $\cos\varphi$  промышленных предприятий / Л.В. Литван. М.-Л.: ГЭИ, 1960. 115 с.
2. Федоров А.А. Электроснабжение промышленных предприятий / А.А. Федоров, В.В. Калянова. М.: Энергоатомиздат, 1984. 472 с.
3. Железко Ю.С. Потери электроэнергии. Реактивная мощность. Качество электроэнергии. Руководство для практических расчетов / Ю.С. Железко. М.: ЭНАС, 2009. 456 с.