

Ю.А. Папаика, канд. техн. наук, А.Г. Лысенко

(Украина, г. Днепрпетровск, Государственное высшее учебное заведение «Национальный горный университет»)

МЕТОДИКА ОПРЕДЕЛЕНИЯ НОМИНАЛЬНОЙ МОЩНОСТИ ЦЕХОВЫХ ТРАНСФОРМАТОРОВ ПРИ НАЛИЧИИ ЭЛЕКТРОПРИЕМНИКОВ С НЕЛИНЕЙНОЙ ВОЛЬТ-АМПЕРНОЙ ХАРАКТЕРИСТИКОЙ

При поэтапном проектировании системы электроснабжения промышленного предприятия основные расчеты проводят в следующей последовательности — расчет электрических нагрузок подразделений и предприятия в целом, выбор номинальных напряжений, числа и мощности цеховых трансформаторов 6-10/0,4 кВ (ТП), выбор конфигурации схем и сечений кабельных линий (КЛ) электрических сетей, а также выбор средств компенсации реактивной мощности (КРМ) и их распределение между сетями до 1 кВ и выше [1, 2].

При реконструкции системы электроснабжения машиностроительных предприятий и массовой замене устаревших электропечей сопротивления (ЭПС) на установки нового поколения с нелинейной вольт-амперной характеристикой, очевидно, что мощности трансформаторов, а также сечения кабельных линий могут быть уточнены, а в случае экономического обоснования заменены на трансформаторы другой мощности. Режимы работы ЭПС нового поколения имеют свои энергетические особенности. Специфика заключается в том, что режим потребления реактивной мощности имеет изменяющийся характер, причем степень потребления реактивной мощности зависит от потребляемой активной мощности. Таким образом, цель данной работы – рассмотреть влияние режимов работы специфических электроприемников с нелинейной вольт-амперной характеристикой на выбор номинальной мощности цеховых трансформаторов и распределение компенсирующих устройств в системе электроснабжения.

Был предложен метод управления режимами электропотребления печей сопротивления [3] и доказано, что применение неполнофазных режимов питания ЭПС положительно сказывается на улучшении энергетических коэффициентов, а также на качестве электрической энергии. Особое место при практическом внедрении результатов данных исследований занимают вопросы выбора номинальной мощности цеховых трансформаторов, а также балансы реактивных мощностей сети и электроприемников.

Последнее время в научной литературе все чаще появляется мнение, что полная компенсация реактивной мощности в сети 0,4 кВ не всегда дает минимум суммарных дисконтированных затрат. Это объясняется в несколько измененных, по отношению к периоду до 90-х годов, соотношении стоимости батарей конденсаторов (БК) к стоимости цеховых трансформаторов. Кроме того, при сравнении удельной стоимости 1 квар реактивной мощности, генерируемой конденсаторами 6–10 кВ в настоящее время вдвое дешевле удельной стоимости 1 квар реактивной мощности батарей 0,4 кВ.

Поэтому при использовании специальных режимов ЭПС требуется разработать положения по уточнению методики выбора трансформаторов с учетом компенсации реактивной мощности, а также обосновать рациональный уровень компенсации реактивной мощности (сеть 0,4 кВ или сети 6–10 кВ).

Выполним исследования для условий термического цеха машиностроительного предприятия, в котором нагрузка состоит из электропечей сопротивления (до 90 %). Для решения поставленной задачи исходными данными являются расчетная активная мощность нагрузки P_M потребителей до 1 кВ, заданный энергосистемой коэффициент реактивной мощности $tg\varphi_{\text{сист}}$ и удельные затраты на единицу мощности указанных элементов СЭС.

Расчетная активная мощность P_M определяется с учетом однофазных электроприемников цеха, равномерность распределения которых на трехфазную сеть оценивается коэффициентом неравномерности ξ , который минимизируется при определенных соотношениях мощности ЭПС к симметричным трехфазным электроприемникам. Отметим, что при минимизации $\xi \rightarrow 0$ расчетная мощность принимает несколько меньшее значение по отношению к варианту с нераспределенной равномерно по фазам однофазной нагрузки.

Реактивная мощность нагрузки потребителей 0,4 кВ определяется выражением

$$Q_M = P_M tg\varphi_{\text{ЭПС}}, \quad (1)$$

где $tg\varphi_{\text{ЭПС}}$ — коэффициент реактивной мощности, определяемый по средним значениям коэффициента мощности, характерным для специальных режимов ЭПС.

Реактивная мощность, которую обеспечивает энергосистема, на стороне низкого напряжения ГПП определяется как

$$Q_{сис\tau} = P_M \operatorname{tg}\varphi_{сис\tau} \quad (2)$$

Реактивная мощность компенсирующих устройств (КУ) определяется из баланса реактивной мощности на шинах 6–10 кВ источника питания предприятия, т.е.

$$Q_{КУ\Sigma} = Q_M + \Delta Q_m - Q_{сис\tau} \quad (3)$$

где

$$\Delta Q_m = \alpha S_M, \quad (4)$$

ΔQ_m – суммарные потери реактивной мощности в ТП; α – коэффициент потерь реактивной мощности в ТП от передачи полной мощности нагрузки. Обычно $\alpha = 0,1 \dots 0,2$ [4, 5].

С учетом зависимостей (1), (2) и (4) имеем:

$$Q_{КУ\Sigma} = P_M (\operatorname{tg}\varphi_{ЭПС} - \operatorname{tg}\varphi_{сис\tau}) + \alpha S_M. \quad (5)$$

Причем суммарная мощность КУ

$$Q_{КУ\Sigma} = Q_{КВ} + Q_{КН},$$

где $Q_{КВ}, Q_{КН}$ – мощности БК на высокой и низкой стороне напряжений соответственно.

Уровень компенсации реактивной мощности на стороне 0,4 кВ оценивается коэффициентом компенсации, который рассчитывается по формуле

$$B = Q_{КН} / Q_{КМ}.$$

Уровень компенсации определяет мощность узла нагрузки, т.е.

$$\mathcal{S}_M = P_M + j(Q_M - Q_{КН}) = P_M + jQ_M(1 - Q_{КН}/Q_M) = P_M + jQ_M(1 - B).$$

Модульное значение мощности узла нагрузки

$$S_M = P_M \sqrt{1 + \operatorname{tg}\varphi_{ЭПС}^2 (1 - B)^2}.$$

Значение $F = \operatorname{tg}\varphi_{ЭПС}(1 - B)$ иногда называют фактором реактивности [5].

Тогда

$$S_M = P_M \sqrt{1 + F^2}.$$

Выбор оптимального варианта компенсации реактивной мощности оценивается критерием – суммарные дисконтированные затраты. Критерий минимума затрат записывается так:

$$Z_{\Sigma} \Rightarrow \min.$$

Суммарные дисконтированные затраты на электрооборудование системы электроснабжения узла нагрузки

$$Z_{\Sigma} = Z_{КВ} + Z_{КН} + Z_{ТП} + Z_{Л},$$

где $Z_{КВ}, Z_{КН}, Z_{ТП}, Z_{Л}$ – дисконтированные затраты на сооружение и эксплуатацию ТП, КЛ и БК высоко-го и низкого напряжения.

При расчетах затрат на установку и эксплуатацию БК используют следующую зависимость:

$$Z_{КУ} = K_{дис} K_{КУ} Q_{КУ\Sigma},$$

где K_{disc} – коэффициент дисконтирования годовых затрат; $K_{КУ}$ – удельные капиталовложения в КУ (на единицу реактивной мощности), включая затраты на монтаж.

Коэффициент дисконтирования

$$K_{disc} = 1 + (\alpha - \alpha_{рен})K_{рз} - (1 - \alpha_{рен}T_э)(1 + E)^{-T_p},$$

где $K_{рз} = \sum_{t=T_c+1}^{T_p} (1 + E)^{-T_p} = \sum_2^{10} (1 + 1,1)^{-1} = 5,24$; $T_э = 9$ лет – срок эксплуатации электрооборудования;

$T_p = 10$ лет – расчетный период; $T_c = 1$ год – период строительства; $\alpha, \alpha_{рен}$ – ежегодные отчисления от капиталовложений (суммарные и на реновацию).

Дисконтированные затраты на сооружение и эксплуатацию трансформаторных подстанций

$$З_{ТП} = K_{disc}K_{ТП}S_{ТП\Sigma},$$

где $S_{ТП\Sigma}$ – суммарная мощность ТП

$$S_{ТП\Sigma} = \frac{P_M}{k_{3,Г}} \sqrt{1 + tg\varphi_{ЭПС}^2 (1 - B)^2},$$

$K_{ТП} = K_{ТП\Sigma}/S_{ном.Г}$ – удельные капиталовложения в сооружение подстанции (на единицу установленной мощности).

Суммарные дисконтированные затраты на сооружение и эксплуатацию системы электроснабжения (без учета КЛ), грн:

$$\begin{aligned} З_{\Sigma} &= З_{КВ} + З_{КН} + З_{ТП} = з_{оКВ}Q_{КВ} + з_{оКН}Q_{КН} + з_{от}S_{\Sigma Г} = \\ &= P_M \left[з_{оКВ} \left[F - tg\varphi_{сист} + \alpha\sqrt{1 + F^2} \right] + з_{оКН} (tg\varphi_{ЭПС} - F) + з_{от} \frac{1}{k_{3,Г}} \sqrt{1 + F^2} \right]. \end{aligned}$$

Удельные суммарные дисконтированные затраты, грн/кВт:

$$З_{К\Sigma} = \frac{З_{\Sigma}}{P_M} = \frac{З_{КВ}}{P_M} + \frac{З_{КН}}{P_M} + \frac{З_{ТП}}{P_M} = з_{КВ} + з_{КН} + з_{ТП}.$$

Удельные суммарные дисконтированные затраты на отдельные элементы системы электроснабжения, грн/кВт:

- на БК высокого и низкого напряжения

$$\begin{aligned} з_{КВ} &= з_{оКВ} \left[F - tg\varphi_{сист} + \alpha\sqrt{1 + F^2} \right], \\ з_{КН} &= з_{оКН} [tg\varphi_{ЭПС} - F]; \end{aligned}$$

- на цеховые трансформаторы напряжением 6–10/0,4 кВ

$$з_{ТП} = з_{от} \frac{1}{k_{3,Г}} \sqrt{1 + F^2}.$$

Из анализа современного состояния рынка электротехнической продукции получены средние значения удельных капиталовложений в КУ низкого и высокого напряжений, а также значение капиталовложения в строительство цеховой ТП:

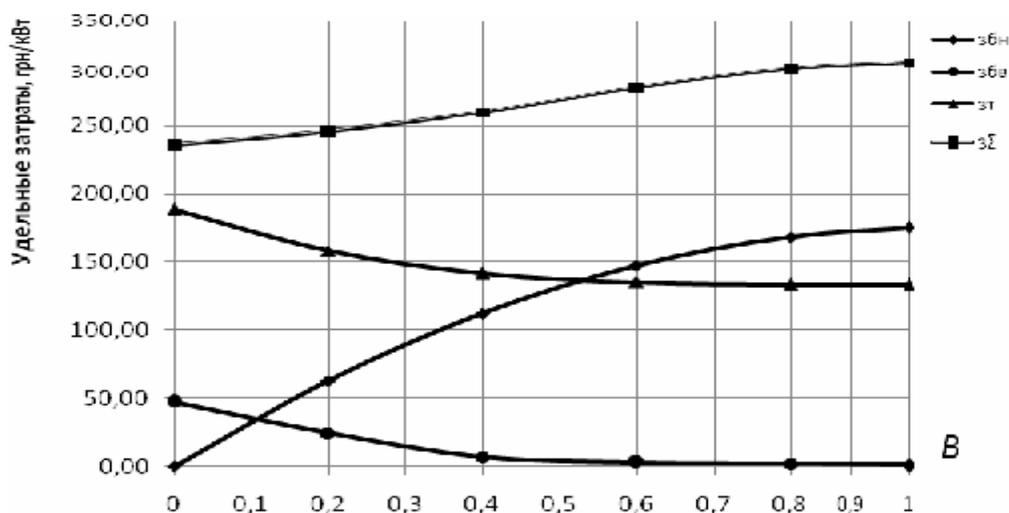
$з_{оКВ} = 58,4$ грн/квар – удельные капиталовложения в КУ высокого напряжения;

$з_{оКН} = 175$ грн/квар – удельные капиталовложения в КУ низкого напряжения;

$з_{оТП} = 93,2$ грн/кВА – удельные капиталовложения в строительство цеховой ТП.

Используя полученные зависимости, проанализируем характер изменения удельных затрат на электрооборудование при различном значении коэффициента компенсации (рисунок). Эти зависимости пока-

зывают, как изменяются затраты от уровня компенсации реактивной мощности на стороне 0,4 кВ. При построении зависимостей, учитывались значения коэффициентов мощности, характерные для режимов электропотребления ЭПС нового поколения. Практическое применение полученных зависимостей заключается в возможности определении минимальных удельных суммарных затрат на электрооборудование при использовании неполнофазных режимов ЭПС. Как видно, при определенных комбинациях параметров минимум суммарных удельных затрат имеет место при коэффициенте компенсации, отличном от единицы. Это означает, что для условий, в которых работают системы электроснабжения термических цехов, положение о полной компенсации реактивной мощности на стороне 0,4 кВ не всегда справедливо.



Кривые зависимости удельных затрат на электрооборудование от коэффициента компенсации

Зависимости, приведенные на рисунке, получены для определенных соотношений параметров печной нагрузки цеха:

$\text{tg}\varphi_{\text{ЭПС}} = 1,0$, что соответствует $k_m = 0,7$ (трехфазный режим ЭПС до $P_3 = 0,4P_{\text{ном}}$);

$\text{tg}\varphi_{\text{сист}} = 0,4$;

$\alpha = 0,15$ – коэффициент реактивных потерь в трансформаторах.

Из полученных зависимостей видно, что минимум удельных суммарных затрат на цеховое электрооборудование наблюдается при нулевом коэффициенте компенсации реактивной мощности, т.е. при отсутствии конденсаторных батарей на стороне 0,4 кВ.

Таким образом, количество цеховых трансформаторов следует выбирать по условию минимума суммарных дисконтированных затрат, определенных при учете средних коэффициентов мощности печной нагрузки.

Минимальное количество трансформаторов определяется согласно выражению

$$N_{\text{тmin}} = \frac{P_M}{k_{3,Т} S_{\text{ном,Т}}} + \Delta N,$$

где ΔN – добавка до ближайшего целого числа.

Ранее был разработан комплексный подход симметрирования напряжений цеховой распределительной сети средствами внутренней нагрузки [3]. В качестве регулировочных установок используются электропечи сопротивления нового поколения, оснащенные тиристорными регуляторами мощности. Также были разработаны аналитические зависимости для оценки качества предложенного способа симметрирования, а также влияния специфичных режимов ЭПС на показатели нагрузки.

Для практического внедрения результатов данной работы необходимо разработать методику симметрирования нагрузки цеховой сети при использовании неполнофазных режимов ЭПС. Она должна содержать последовательность операций, вычислений, а также прогнозирование показателей качества напряжения после проведения переключений.

Сперва необходимо определиться с начальными условиями, необходимыми для получения достоверной информации о состоянии показателей несимметрии в сети.

Наиболее удобно для анализа состояния несимметрии использовать значения средней мощности однофазных нагрузок, распределенных по фазам сети. При этом нет необходимости определять сетевые параметры, которые могут принимать различные значения в зависимости от режима энергосистемы.

В случае равномерного распределения однофазных нагрузок по фазам (за исключением ЭПС) применение неполнофазных режимов ЭПС может привести к обратному результату к увеличению несимметрии напряжений в сети. Целесообразность применения неполнофазных режимов в данном случае оценивается по другим критериям, описанных при постановке и решении задачи выбора рационального режима питания ЭПС. Таким образом, первым шагом методики является определение средних значений мощностей однофазных нагрузок, распределенных по фазам, по которым рассчитывается коэффициент неравномерности распределения нагрузки.

Вторым шагом является применение регулировочных характеристик, относительно коэффициента неравномерности и подбора требуемой ЭПС и ее режима для выполнения основного условия симметрирования $\zeta \rightarrow \infty$. Оптимальным будет вариант, когда средняя мощность ЭПС в неполнофазных режимах будет равна мощности нераспределенной по фазам однофазной нагрузки. Возможно, этому условию будут удовлетворять несколько ЭПС, тогда задача симметрирования будет иметь несколько путей решения, что повышает гибкость управления режимами энергоёмких установок для оптимизации качества напряжения.

Выполнение условия симметрирования ($\zeta \rightarrow \infty$) обеспечивается путем перераспределения мощности трехфазной ЭПС между двумя фазами, имеющими меньшую нагрузку по отношению к наиболее загруженной. Это решается при отключении нагревателей ЭПС в фазе, которая наиболее загружена. В случае возможности перевода ЭПС на однофазный режим питания в работе остаются нагреватели, подключенные к фазе, имеющей наименьшую нагрузку. Таким образом, определив оптимальную для регулирования режимов ЭПС зону и зная наиболее загруженную фазу сети, переводим электропечь в однофазный режим питания.

Выводы

В результате выполнения научных исследований была разработана методика симметрирования цеховой нагрузки, которая определяет содержание и последовательность действий, обеспечивающих реализацию в процессе симметрирования минимального значения коэффициента ξ . Особенностью данной методики является использование трехфазных цеховых электроприемников в качестве устройств, снижающих несимметрию напряжений.

Определено влияние соотношений мощностей ЭПС и трехфазной нагрузки на выбор мощности силовых трансформаторов КТП, причем методика выбора мощности трансформаторов подразумевает учет зависимости коэффициентов неравномерности ξ от значений коэффициентов использования и мощности ЭПС.

Список литературы

1. Баланс энергий в силовых цепях [текст]/ В.Е. Тонкаль, А.В. Новосельцев, С.П. Денисюк и др. – К.: Наук. думка, 1992. – 312 с.
2. Баркан Я.Д. Автоматическое управление режимом батарей конденсаторов [текст]/ Я.Д. Баркан. – М.: Энергия, 1978. – 112 с.
3. Пат. України 82854, МПК G05D 23/19, H05B 3/00. Спосіб керування режимами електроспоживання нагрівальної установки / Півняк Г.Г., Випанасенко С.І., Папаїка Ю.А.; заявник та патентовласник Національний гірничий університет. – № а 2005 03663; заявл. 18.04.2005; опубл. 26.05.2008, Бюл.№10.
4. Повышение эффективности использования электроэнергии в системах электротехнологии [текст]/ Б.П. Борисов, Г.Я Вагин, А.Б. Лоскутов, А.К. Шидловский. – К.: Наук. думка, 1990. – 240 с.
5. Правила приєднання електроустановок до електричних мереж. Затверджено Постановою НКРЕ України від 14.12.2005, N 1137.

Рекомендовано до друку: проф. Разумним Ю.Т.