Тогда

$$\alpha_к = 0{,}043\left(\frac{\lambda_в w_в}{\nu_в}\right)^{0,8} = 0{,}043\left(\frac{2{,}67\cdot 10^{-2}\cdot 8{,}64}{16{,}00\cdot 10^{-6}}\right)^{0,8} =$$
$$= 91{,}32\ \text{Вт/(м}^2\cdot\text{К)}.$$

Количество теплоты, переданной вторичному воздуху:

$$Q = \alpha_к\left(t^н_{ст} - t_{об}\right)H_{ст} = 91{,}32(40-30)0{,}266 =$$
$$= 243\ \text{Вт} = 0{,}243\ \text{кВт}\cdot 3600 = 874{,}8\ \text{кДж/ч}.$$

Температура вторичного воздуха на выходе из воздушной рубашки газификационной камеры горелки

$$t_{г.в} = t_в + \frac{Q}{c_в V''_в} = 30 + \frac{874{,}8}{1{,}3\cdot 921{,}5} = 31\ °\text{C}.$$

ВЫВОД

По предложенному методу приведен численный пример теплового расчета газомазутной горелки для двухступенчатого сжигания мазута применительно к котлу ДКВР-10-13.

ЛИТЕРАТУРА

1. **Жихар И. Г.** Особенности теплового расчета газомазутной горелки для двухступенчатого сжигания жидкого топлива // Вестник БНТУ. – 2003. – № 4. – С. 56–59.
2. **Трембовля В. И., Фингер Е. Д., Авдеева А. А.** Теплотехнические испытания котельных установок – М.: Энергия, 1977. – 297 с.
3. **Липов Ю. М., Самойлов Ю. Ф., Виленский Т. В.** Компоновка и тепловой расчет парового котла. – М.: Энергоатомиздат, 1988. – 208 с.
4. **Жихар Г. И.** Физико-химические процессы в газомазутных котлах. – Мн.: Тэхналогія, 2002. – 325 с.
5. **Маршак Ю. Л., Рыжаков А. В.** Шиповые экраны топок паровых котлов. – М.: Энергия, 1969. – 240 с.
6. **Шатиль А. А.** Сжигание природного газа в камерах газотурбинных установок. – Л.: Недра, 1972. – 232 с.

УДК 621.311

МЕТОДИКА ОПТИМАЛЬНОГО РАЗМЕЩЕНИЯ КОМПЕНСИРУЮЩИХ УСТРОЙСТВ В СЕТИ ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИЧЕСКОЙ СИСТЕМЫ

Инженеры БАРО БАНДИЯ, ЗГАЕВСКАЯ Г. В., ГОРЯЧКО Д. Г.

Белорусский национальный технический университет

При проектировании электрических сетей приходится решать задачу оптимального размещения источников реактивной мощности (ИРМ). Для решения задачи выбора мощности и целесообразного размещения ИРМ в электрической сети предложено несколько методов и алгоритмов, отличающихся степенью точности формулировки и способами решения [1, 2]. В известных методах задача, как правило, ставилась в упрощенной форме без учета ряда ограничений. Некоторые ограничения, например по напряжению, предлагалось учитывать путем уточнения полученного решения итерационным методом. В общем случае оптимальность искомого результата решения не всегда гарантировалась.

ИРМ и компенсирующие устройства (КУ) следует рассматривать в качестве обязательных элементов энергосистемы, и поэтому задачу выбора их мощности и размещения необходимо решать в рамках общей задачи оптимального планирования развития энергосистемы. При таком подходе облегчается решение вопроса выделения капиталовложений на установку КУ, так как они могут быть учтены при разработке перспективных планов.

Рассматриваемая задача формулируется следующим образом. Заданы конфигурация и параметры электрической сети, месторасположение и нагрузки существующих источников питания и потребительских трансформаторных подстанций, требуется определить оптимальный вариант размещения и мощности КУ (рис. 1).

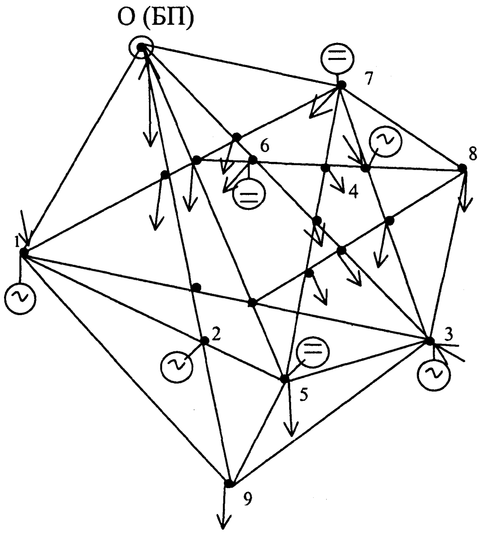

Рис. 1. К определению оптимального размещения источников реактивной мощности в сложной сети

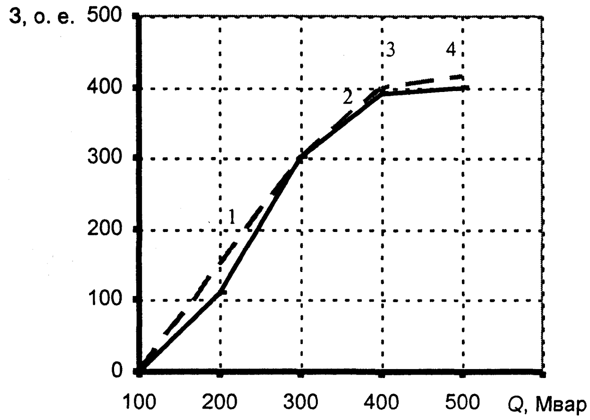

Рис. 2. Кусочно-линейная аппроксимация функции З = *f*(*Q*)

Представляет практический интерес вариант упрощенной модели – статическая постановка задачи с представлением в ней нагрузки в виде кусочно-постоянного графика (рис. 2). Решение этой задачи определяет места размещения и мощности КУ исходя из заданного уровня реактивных нагрузок узлов энергопотребления, что позволяет выбрать оптимальную установленную мощность КУ с учетом целесообразного режима их использования. Результат решения указывает, какие КУ должны быть регулируемыми и какие нерегулируемыми.

Если в результате решения окажется, что

$$Q_1^{\text{КУ}} = Q_2^{\text{КУ}} = \ldots = Q_\upsilon^{\text{КУ}},$$

то мощность КУ должна быть нерегулируемой. В противном случае (т. е. при условии $Q_1^{\text{КУ}} \neq Q_2^{\text{КУ}} \neq \ldots \neq Q_\upsilon^{\text{КУ}}$) должны быть установлены регулируемые устройства компенсации. При этом регулируемой может быть не вся установка, а только часть ее, определяемая по формуле:

$$Q_{\text{рег}}^{\text{КУ}} = \max\{Q_1^{\text{КУ}}, \ldots, Q_\upsilon^{\text{КУ}}\} - \min\{Q_1^{\text{КУ}}, \ldots, -Q_\upsilon^{\text{КУ}}\},$$

где υ – число ступеней аппроксимации годового режима потребления реактивной мощности.

В отличие от эксплуатационных расчетов оптимального распределения реактивных мощностей в задачах проектного характера целевой функцией являются не потери активной мощности, а приведенные затраты. Задача сводится к определению минимума составляющей приведенных затрат, которая изменяется при установке дополнительных КУ, и связанных с этим перераспределением реактивных мощностей в системе.

В приближенной постановке реактивную мощность компенсации нагрузки *i*-го узла можно определить по эмпирической формуле с учетом среднего расхода электроэнергии за наиболее интенсивный месяц и реального электропотребления [3]:

$$Q_i^{\text{КУ}} = \frac{W^{\text{г}} \Delta\varphi k_{\text{н}}^{\text{мес}} \alpha 10^3}{8760}, \text{ Мвар},$$

где $W^{\text{г}}$ – годовое электропотребление, МВт · ч; $\Delta\varphi = (\varphi_1 - \varphi_2)$ – сдвиг фаз до и после компенсации; $k_{\text{н}}^{\text{мес}}$ – коэффициент месячной неравномерности нагрузки; α – коэффициент, учитывающий потери в КУ. Необходимая реактивная мощность определяется по годовому электропотреблению на перспективу (десятый год эксплуатации) и уточняется на первый период (пятый год).

Наиболее простой математической формулировке соответствует статическая постановка задачи, в которой режим потребления реактивной мощности представляется в виде $Q_{\max}$ и $T_{\max}$. Математически задача формулируется так [1]:

$$\left(\sum_{i=1}^{m} З_k \Delta Q_i^{\text{КУ}} + \sum_{i=1}^{m} \sum_{i=1}^{m} \Delta Q_i^{\text{КУ}} З_{\text{п}} \Delta Q_i^{\text{КУ}}\right) \longrightarrow \min; \quad (1)$$

$$Q_i^{\min} \leq Q_i \leq Q_i^{\max}, \quad i \in \overline{1, r}; \quad (2)$$

$$U_i^{\min} \le U_i \le U_i^{\max}, \quad i \in \overline{1, n}; \tag{3}$$

$$\sum_{i=1}^{r} Q_i + \sum_{i=1}^{m} Q_i^{\text{КУ}} = \sum_{i=1}^{n} Q_{k\text{н}} + \Delta q, \tag{4}$$

где $З_k = [(З_{\text{ам}} + З_{\text{обсл}})k_{\text{уд}} + \pi h \beta]$ – удельные затраты на эксплуатацию КУ; $K_{\text{уд}}$ – удельные капвложения в КУ; $З_{\text{ам}}$, $З_{\text{обсл}}$ – нормы отчислений на амортизацию и обслуживание; π – удельные потери мощности в КУ; h – число часов работы КУ; β – стоимость 1 кВт·ч установленной мощности; Δq – суммарные реактивные потери в сети; $З_{\text{п}}$ – стоимость 1 кВт·ч потерь; $Q_{k\text{н}}$ – реактивная мощность k-го нагрузочного узла; $\Delta Q_i^{\text{КУ}} = (Q_i - Q_i^{\text{КУ}})$ – степень компенсации; m – число узлов сети, в которых предполагается размещение КУ; r – число узлов, генерирующих реактивную мощность; n – число нагрузочных узлов.

Требование задачи сводится к минимизации приведенных затрат, учитывающих затраты на установку и эксплуатацию КУ (первое слагаемое целевой функции (1), а также затраты на покрытие потерь энергии в сети от потоков реактивной мощности (второе слагаемое). Дополнительные условия (2)–(4) включают ограничения на располагаемые реактивные мощности действующих источников питания, на уровни напряжения в узлах сети и по балансу мощности в системе.

Проще всего потери реактивной мощности могут быть учтены путем предварительного расчета на основе прогнозируемых активных и реактивных нагрузок узлов, по узлам должны быть также разнесены зарядные мощности линий электропередачи.

В векторно-матричной форме выражение (1) примет вид

$$F = \mathbf{З}_k^* \mathbf{Q} + \mathbf{Q}^* [\mathbf{З}_{\text{п}}] \mathbf{Q}, \tag{5}$$

где $\mathbf{Q}$ – вектор-столбец реактивных мощностей, поступающих в сеть; $\mathbf{З}_k$ – вектор-столбец, составленный из компонентов $\mathbf{З}_k$; $[\mathbf{З}_{\text{п}}]$ – квадратная симметричная положительно определенная матрица коэффициентов потерь $\mathbf{З}_{\text{п}}$; $*$ – символ транспонирования матрицы.

Вектор $\mathbf{Q}$ разобьем на подвекторы

$$\mathbf{Q} = \left[\frac{\mathbf{Q}_{\text{I}}}{\mathbf{Q}_{\text{J}}}\right],$$

где $\mathbf{Q}_{\text{I}}$ – вектор искомых мощностей (регулируемые ИРМ); $\mathbf{Q}_{\text{J}}$ – вектор заданных мощностей (нерегулируемые ИРМ, КУ, нагрузки).

Соответственно разбивается вектор $\mathbf{З}_k$ на подвекторы и матрица $[\mathbf{З}_{\text{п}}]$ на клеточные субматрицы:

$$\mathbf{З}_k = \left[\frac{\mathbf{З}_{Ik}}{\mathbf{З}_{Jk}}\right]; \quad [\mathbf{З}_{\text{п}}] = \left[\begin{array}{c|c} \mathbf{З}_{II}^{\text{п}} & \mathbf{З}_{IJ}^{\text{п}} \\ \hline \mathbf{З}_{JI}^{\text{п}} & \mathbf{З}_{JJ}^{\text{п}} \end{array}\right],$$

где $[\mathbf{З}_{II}^{\text{п}}]$ – квадратная матрица порядка m; $[\mathbf{З}_{JJ}^{\text{п}}]$ – квадратная матрица порядка $N - m = 1$; $[\mathbf{З}_{IJ}^{\text{п}}]$ – прямоугольная матрица порядка $m \times 1$.

Поскольку в узлах группы n учитываются ограничения по загрузке источников и напряжениям, а в узлах группы m учитываются ограничения по напряжениям и суммарной мощности:

$$\mathbf{Q}_{\mathbf{m}}^* \mathbf{k} \le \mathbf{Q}_{\Sigma}^{\max}; \qquad -\mathbf{Q}_{\mathbf{m}}^* \mathbf{k} \le \mathbf{Q}_{\Sigma}^{\min}.$$

Обозначим:

$[\mathbf{A}]_{II}^* = \text{colon}[\,\mathbf{e} – \mathbf{e} \quad \mathbf{k} – \mathbf{k}\,]$ – матрица размеров $m \times 2(m + 1)$; $\mathbf{e}$ – диагональная единичная матрица порядка m; $\mathbf{k}$ – m-мерный вектор; $[\mathbf{D}] = [\mathbf{V}\mathbf{W}\mathbf{Q}_{\Sigma}^{\max}\mathbf{Q}_{\Sigma}^{\min}]$ – строчная матрица формируемых ограничений с $2(m + 1)$ компонентами; $\mathbf{V} = \frac{1}{2}(\mathbf{B} + \mathbf{T})$; $\mathbf{W} = \frac{1}{2}(\mathbf{\Phi} - \mathbf{C})$; $\mathbf{B}$ и $\mathbf{\Phi}$ – соответственно векторы нижних и верхних граничных значений вводимых реактивных мощностей; $\mathbf{T}$ и $\mathbf{C}$ – соответственно векторы нижних и верхних граничных значений напряжений.

Векторное выражение (5) запишем в развернутом виде

$$F = [\mathbf{З}_{kI}^* \,|\, \mathbf{З}_{kJ}^*] \left[\frac{\mathbf{Q}_I}{\mathbf{Q}_J}\right] + [\mathbf{Q}_I^* \,|\, \mathbf{Q}_J^*] \left[\begin{array}{c|c} \mathbf{З}_{II}^{\text{п}} & \mathbf{З}_{IJ}^{\text{п}} \\ \hline \mathbf{З}_{JI}^{\text{п}} & \mathbf{З}_{JJ}^{\text{п}} \end{array}\right] \left[\frac{\mathbf{Q}_I}{\mathbf{Q}_J}\right] =$$

$$= [\mathbf{З}_{kI}^* \,|\, \mathbf{Q}_I] + [\mathbf{З}_{kJ}^* \,|\, \mathbf{Q}_J] + [\mathbf{Q}_I^* \,|\, \mathbf{З}_{II}^{\text{п}} \,|\, \mathbf{Q}_I] +$$

$$+ 2[\mathbf{Q}_I^* \,|\, \mathbf{З}_{IJ}^{\text{п}} \,|\, \mathbf{Q}_J] + [\mathbf{Q}_J^* \,|\, \mathbf{З}_{JJ}^{\text{п}} \,|\, \mathbf{Q}_J].$$

Обозначим:

$$[\mathbf{З}_{II}] = [\mathbf{H}]; \; -[[\mathbf{З}_{IJ}^{\text{п}}]\mathbf{Q}_J = [\mathbf{E}]; \; \mathbf{Q}_I = \mathbf{X}.$$

Пользуясь введенными обозначениями, сформулируем задачу таким образом: найти

$$\min \mathbf{З} = \theta^* \mathbf{X} + \mathbf{X}^* [\mathbf{H}] \mathbf{X}, \tag{6}$$

где

$$\theta = \mathbf{З}_{kJ} + \mathbf{E},$$

при условиях:

$$[\mathbf{A}]\mathbf{X} \le \mathbf{D};\ \mathbf{X} \ge \mathbf{0}. \qquad (7)$$

Поскольку матрица [**H**] – положительно определенная, а линейная система ограничений образует выпуклое допустимое множество, задача (6), (7) является задачей выпуклого квадратичного программирования и может быть решена одним из методов, описанных в [4]. В результате решения получается оптимальный вектор **X**, минимизирующий расчетные затраты.

Если же задача выбора размещения и мощности КУ решается как самостоятельная, то возникает необходимость ее динамической формулировки. Это очень важно, так как структура энергосистемы из года в год меняется в связи с непрерывным вводом новых элементов: генерирующих мощностей и линий электропередачи. В такой системе могут меняться условия баланса реактивных мощностей в узлах сети. Например, энергоузел, дефицитный по реактивной мощности в каком-либо году, может оказаться избыточным в следующем. Динамическая модель позволит получить объективное решение с учетом отмеченного фактора.

Однако динамическая модель задачи весьма сложна из-за наличия большого числа переменных ($m\upsilon T$). В этой связи может оказаться практически полезной динамическая модель с представлением в ней нагрузки в традиционной форме в виде $Q_{\max}$ и $T_{\max}$. Число переменных при этом равно (mT). В результате решения этой задачи выявляются узлы, в которых требуется установка КУ с учетом фактора времени. Использование приближенной модели нагрузки в этой задаче обосновывается трудностью прогнозирования надежных характеристик потребления реактивной мощности.

При необходимости проверки допустимости послеаварийных режимов с учетом качества напряжения из системы линейных неравенств (7) следует исключить часть неравенств нормального режима. В этом случае система ограничений для послеаварийных режимов будет учитывать и область допустимых решений нормального режима; размер системы сокращается.

Если в узлах возможного подключения КУ нулевые значения реактивных мощностей (или весьма незначительные), то это укажет на нецелесообразность соответствующего варианта установки КУ в данном узле. Полученные значения мощностей КУ (компоненты вектора **X**) округляются до ближайших стандартных величин. При более строгом подходе необходимо учитывать зависимость реактивных нагрузок в узлах сети от напряжений в соответствии со статическими характеристиками и наложить на независимые переменные целочисленные ограничения.

По окончании расчета выполняется режимная оценка полученных вариантов размещения и мощности КУ, доставляющая минимум целевой функции.

ВЫВОДЫ

1. Разработана оценочная математическая модель для решения проектной задачи оптимального размещения и мощности компенсирующих устройств в сложно-замкнутой сети электроэнергетической системы.

2. Определение оптимальных значений реактивной мощности КУ приведено к решению задачи выпуклого квадратичного программирования, имеющейся в пакете Microsoft Excel.

ЛИТЕРАТУРА

1. **Александров О. И., Падалко Л. П., Никольская Н. Н.** Уменьшение потерь в сложно-замкнутой электрической сети путем компенсации реактивных мощностей нагрузок // Опыт планирования, анализа потерь энергии и разработки мероприятий по их снижению в энергосистеме. – Мн.: Вышэйш. шк., 1975. – С. 65–70.

2. **Кижнер С. И., Пряхин Г. И., Швец С. В.** Модели оптимизации выбора мест установки и мощности ИРМ // Повышение эффективности и качества электроснабжения. – Киев: Знание, 1990. – С. 34–41.

3. **Давыдов В. Н.** Мероприятия по стабилизации напряжения и компенсации реактивной мощности // Доклады на Всесоюзной конференции по качеству напряжения и его регулированию в электрических сетях и системах. – М.: ЭНИН им. Г. М. Кржижановского, 1961. – С. 423–430.

4. **Кюнци Г. П., Крелле В.** Нелинейное программирование. – М.: Сов. радио, 1965. – 303 с.