

УДК 621.3.072

О.И. Александров, доц., канд. техн. наук; Д.Г. Горячко, инж.;
Н.П. Коровкина, доц., канд. пед. наук (БГТУ, г. Минск)

РАЦИОНАЛЬНАЯ МЕТОДИКА ВЗАИМОДЕЙСТВИЯ ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИЧЕСКОЙ СИСТЕМЫ С ЭНЕРГОЕМКИМИ ПРОМЫШЛЕННЫМИ ПОТРЕБИТЕЛЯМИ

Комплексное рациональное использование топливно- энергетических ресурсов предполагает оптимальные режимы работы всех звеньев энергетического хозяйства. Однако, традиционный подход к проблеме оптимизации учитывает, прежде всего, экономичное распределение нагрузок между генерирующими источниками энергии. Вместе с тем, решение полной задачи оптимизации должно быть получено с учетом оптимальной нагрузки потребителей, что обеспечивает наибольшую эффективность работы одновременно всех звеньев энергохозяйства, включающих производство, передачу и распределение энергии с учетом интересов потребителей. Таким образом, полное решение всей проблемы возможно при переходе от отдельных режимно-экономических и организационно-технических мероприятий к их системному взаимодействию на основе создания динамической информационной модели. Поставленная задача пока не только не решается, но даже и не сформулирована в полном объеме. В современных условиях слишком явное предпочтение режимных интересов энергосистемы режимным интересам потребителей не может рассчитывать на профессиональную, общественную и административную поддержку. Тем не менее, представляется очевидным, что следует стремиться к достижению определенного компромисса, учитывающего интересы обеих сторон.

Независимо от выбранного принципа организации режимного взаимодействия эксплуатационный персонал энергосистемы и промышленных предприятий должен иметь достоверную информацию о расходных (энергетических) характеристиках отдельных электроприемников и их технологически, территориально или режимно-обособленных групп. Это даст возможность определять диапазоны регулирования активных нагрузок электропотребляющих объектов и оценивать потенциальные возможности как выравнивания и уплотнения графиков нагрузки, так и среза их пиков.

В качестве одного из основных критериев оценки рационального использования топливно-энергетических ресурсов на всех стадиях производства и совершенствования технических процессов выступают оптимальные удельные нормы энергопотребления, которые являются

производными от технологического процесса -- его производительности и энергетических показателей. Разработка оптимальных удельных норм является важным фактором повышения производительности труда, снижения себестоимости продукции, обновления технологий. Планирование норм рационального расхода энергоресурсов выполняется на основе официального документа, изданного Комитетом энергосбережения с учетом определения оптимальной технологии с наибольшей производительностью труда, меньшими затратами, высокой степенью автоматизации и экологической безопасности.

Поставленная задача в полном объеме пока не решена в связи с необходимостью разработки комплекса взаимосвязанных задач, включающих создание системы мониторинга расходных характеристик промышленных предприятий, в том числе и определение их резервов регулирования с учетом дифференцированных по зонам суток тарифов, создание базы данных расходных характеристик удельного электропотребления и выработку механизма контроля. Совместить требования вычислительной эффективности и охвата в моделях оптимизации многих факторов практически удастся только при функциональной декомпозиции задачи, в частности, при раздельном решении задач оптимизации активных и реактивных мощностей.

В общем виде задачу комплексной оптимизации режимов ЭЭС с учетом вариации нагрузок можно сформулировать следующим образом. Необходимо минимизировать некоторую функцию, являющую собой эксплуатационные затраты, с учётом соответствующих ограничений в заданном временном интервале t . Обычно при оптимизации режимов в качестве целевой функции принимаются суммарные эксплуатационные издержки I в ЭЭС, зависящие нелинейно и неявно от параметров оптимизации:

$$I_t = I'_t(T) + I''_t(\pi) + I'''_t(y), \quad (1)$$

где $I'_t(T)$ – издержки, связанные с генерацией, включая расходы на топливо, и реализацией электроэнергии на временном интервале t ; $I''_t(\pi)$ – издержки, вызванные передачей электроэнергии, ее потреблением и затратами на систему управления мощностью потребителей (экономические потери от регулирования нагрузки); $I'''_t(y)$ – издержки, определяемые величиной ущерба от отклонения режимных и качественных параметров электроэнергии от своих оптимальных значений, в том числе и от недоотпуска энергии при аварийных и послеаварийных режимах работы.

Целевая функция (1) является сложной, поскольку мощности электростанций и нагрузочных узлов неявно связаны с другими

переменными с помощью системы нелинейных уравнений установившихся режимов, уравнениями небаланса активной и реактивной мощностей в узлах ЭЭС, а также системой технологических и режимных ограничений. При этом независимые переменные (параметры оптимизации) можно записать следующим образом:

$$\left. \begin{array}{l} P_i, Q_i, i \in I_{PQ}; P_j, Q_j, j \in J_{PQ}; \\ P_i, U_i, i \in I_{PU}; P_j, U_j, j \in J_{PU}; U_0; \\ k'_{ij}, k''_{ij}, (ij) \in M_T, \end{array} \right\}$$

а зависимые переменные – в виде:

$$\left. \begin{array}{l} U'_i, U''_i, i \in I_{PQ}; U'_j, U''_j, j \in J_{PQ}; \\ \theta_i, i \in I_{PU}; \theta_j, j \in J_{PU}; P_0, \end{array} \right\}$$

где P_i, Q_i – активная и реактивная мощности электростанций; P_j, Q_j – активная и реактивная мощности нагрузочных узлов; U'_i, U''_i – действительная и мнимая части вектора напряжения генерирующего узла ЭЭС; U'_j, U''_j – действительная и мнимая части вектора напряжения нагрузочного узла; k'_{ij}, k''_{ij} – действительная и мнимая части комплексного коэффициента трансформации регулируемого трансформатора в ЭЭС; $\theta_i(j)$ – тангенс половинного угла вектора напряжения узла $i(j)$; P_0, U_0 – активная мощность и напряжение базисного (опорного) узла; I_{PQ}, J_{PQ} – множество генераторных и нагрузочных узлов типа P, Q ; I_{PU}, J_{PU} – множество генераторных и нагрузочных узлов типа P, U ; I_{PU}, J_{PU} – множество ветвей схемы замещения ЭЭС, отображающих регулируемые трансформаторы; θ_i, θ_j – тангенс половинного угла вектора напряжения генераторного (нагрузочного) узла. Параметры оптимизации связаны с зависимыми переменными системой нелинейных уравнений установившихся режимов и уравнением небаланса активной мощности в ЭЭС в форме Y или Z , а также уравнениями баланса токов (напряжений) или мощностей в зависимости от формы отображения векторов узловых напряжений в схеме ЭЭС.

При записи уравнений установившегося режима в Y – форме для узлов в $i \in I_{PQ}(J_{PQ})$ – виде небаланса токов в узлах ЭЭС, а для узлов $i \in I_{PU}(J_{PU})$ в виде небаланса активных мощностей в узлах, условия ограничения типа равенств в задаче комплексной оптимизации режимов можно представить в следующей форме:

$$I'_{i(j)нб}(P_i, Q_i, U'_i, U''_i, i \in I_{PQ}; P_j, Q_j, U'_j, U''_j, j \in J_{PQ};$$

$$P_i, U_i, \theta_i, i \in I_{PU}; P_j, U_j, \theta_j, j \in J_{PU}; U_0, k'_{ij}, k''_{ij}, (ij) \in M_T) = 0;$$

$$I''_{i(j)_{\text{нб}}}(P_i, Q_i, U'_i, U''_i, i \in I_{PQ}; P_j, Q_j, U'_j, U''_j, j \in J_{PQ}; \quad (2)$$

$$P_i, U_i, \theta_i, i \in I_{PU}; P_j, U_j, \theta_j, j \in J_{PU}; U_0, k'_{ij}, k''_{ij}, (ij) \in M_T) = 0;$$

$$P_{i(j)_{\text{нб}}}(P_i, Q_i, U'_i, U''_i, i \in I_{PQ}; P_j, Q_j, U'_j, U''_j, j \in J_{PQ};$$

$$P_i, U_i, \theta_i, i \in I_{PU}; P_j, U_j, \theta_j, j \in J_{PU}; U_0, k'_{ij}, k''_{ij}, (ij) \in M_T) = 0.$$

Первые два уравнения составляют для узлов типа P , Q , третье – для узлов типа P , U . Для решения данной системы нелинейных уравнений установившегося режима успешно используется известный метод Ньютона-Рафсона, причем на каждой итерации вместо системы (2) применяется линеаризованная система уравнений относительно приращений искомых переменных: $U'_i, \Delta U''_i, i \in I_{PQ}; \Delta U'_i, \Delta U''_i, j \in J_{PQ}$ и $\Delta U, i \in I_{PU}; \Delta Q_j, j \in J_{PU}$ с элементами матрицы Якоби в качестве коэффициентов левых частей уравнений и небалансами токов и активных мощностей в узлах ЭЭС в правых частях уравнений. Независимые переменные связаны также с зависимыми с помощью уравнения небаланса активной мощности в ЭЭС вида

$$P_{0\text{нб}}(P_i, Q_i, U'_i, U''_i, i \in I_{PQ}; P_j, Q_j, U'_j, U''_j, j \in J_{PQ};$$

$$P_i, U_i, \theta_i, i \in I_{PU}; P_j, U_j, \theta_j, j \in J_{PU}; U_0, k'_{ij}, k''_{ij}, (ij) \in M_T) = 0.$$

Таким образом, нелинейная целевая функция I нелинейно и не- явно зависит от большого количества факторов:

$$I = \mathbf{f}(P_i, Q_i, U'_i, U''_i, i \in I_{PQ}; P_j, Q_j, U'_j, U''_j, j \in J_{PQ}; P_i, U_i, \theta_i, i$$

$$\in I_{PU}; P_j, U_j, \theta_j, j \in J_{PU}; Q_i, i \in I_{PQ}; Q_j, j$$

$$\in J_{PU}; U_0; P_0; Q_0; k'_{ij}, k''_{ij}, (ij) \in M_T; P_{ij}, (ij) \in L).$$

Степень нелинейности целевой функции I определяется, в основном, нелинейностью расходных характеристик станций ЭЭС, которые, в свою очередь, представлены в виде кусочно-нелинейных функций, выпуклых вниз на отдельных участках, т. е. целевая функция I в общем случае близка к квадратичной и имеет минимум. Разрешение поставленной проблемы можно получить, например, с применением некоторых упрощений и допущений, основными из которых являются методы пространственной, временной и функциональной декомпозиции.