

**ФОРМАЛЬНО-ФУНКЦИОНАЛЬНАЯ МОДЕЛЬ
ОПТИМАЛЬНОГО ВЗАИМОДЕЙСТВИЯ
ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИЧЕСКОЙ СИСТЕМЫ
С ЭНЕРГОЕМКИМИ ПОТРЕБИТЕЛЯМИ**

Переход от директивных методов распределения топлива к экономическим при неуклонном росте цен на энергоносители влечет за собой ряд принципиальных трудностей и предполагает решение комплекса взаимосвязанных задач. К их числу относятся: оптимизация распределения активной мощности между электростанциями энергосистемы с учетом потерь в сети и удельных расходов топлива; учет ограничений по поставкам топлива; режимно-экономическое взаимодействие генерирующих и потребляющих предприятий с учетом регулирующего эффекта нагрузки; выравнивание графиков нагрузки энергосистемы и промышленных предприятий; оперативное управление электропотреблением с оптимизацией режима работы системных потребителей-регуляторов. 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, т.е. необходимо более правильно учитывать влияние выбранного оптимального режима на работу потребителей. Такой подход к проблеме оптимизации обеспечивает наибольшую эффективность работы одновременно всех звеньев энергохозяйства, включающих производство, передачу и распределение энергий 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. Согласно имеющимся сведениям, почерпнутым в различных зарубежных источниках информации, решение подобных задач в комплексной постановке отсутствует, хотя необходимость этого решения очевидна. Поставленная задача не только не решается, но даже не сформулирована в полном объеме, оптимизационные расчеты выполняются группами режимов энергоуправлений эпизодически в традиционной постановке, без

должного учета оптимальных графиков электропотребления промышленных узлов нагрузки. В силу несовпадения режимных интересов электрогенерирующей и электропотребляющей сфер, организация их взаимодействия сводится к отысканию компромисса, т.е. некоторой системы взаимных уступок сущность которых состоит в допустимых отклонениях каждой из взаимодействующих сторон. 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. Кроме того, поставленная задача в полном объеме пока не решена и 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 за его соблюдением.

Определение расходных, приведенных расходных характеристик потребителей электроэнергии, а также процесс формирования характеристик и определение резерва регулирования для энергоемких промышленных предприятий без плотного взаимодействия с энергосистемой рассмотрен в ряде работ. Совместить требования вычислительной эффективности и охвата в моделях оптимизации многих факторов практически удается 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 электроэнергетической системе (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); $I'''_t(y)$ — из-

держки, 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:

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

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 в узлах, условия

ограничения типа равенств в задаче комплексной оптимизации режимов можно представить в следующей форме:

$$\begin{aligned}
 & I'_{i(j)\text{нб}}(P_i, Q_i, U'_i, U''_i, i \in I_{PQ}; P_j, Q_j, U'_j, U''_j, j \in J_{PQ}; \\
 & P_i, U_i, \theta_i, i \in I_{PU}; P_j, U_j, \theta_j, j \in J_{PU}; U_0, k'_{ij}, k''_{ij}, (ij) \in M_T) = 0; \\
 & I''_{i(j)\text{нб}}(P_i, Q_i, U'_i, U''_i, i \in I_{PQ}; P_j, Q_j, U'_j, U''_j, j \in J_{PQ}; \\
 & P_i, U_i, \theta_i, i \in I_{PU}; P_j, U_j, \theta_j, j \in J_{PU}; U_0, k'_{ij}, k''_{ij}, (ij) \in M_T) = 0; \\
 & P_{i(j)\text{нб}}(P_i, Q_i, U'_i, U''_i, i \in I_{PQ}; P_j, Q_j, U'_j, U''_j, j \in J_{PQ}; \\
 & P_i, U_i, \theta_i, i \in I_{PU}; P_j, U_j, \theta_j, j \in J_{PU}; U_0, k'_{ij}, k''_{ij}, (ij) \in M_T) = 0.
 \end{aligned} \tag{2}$$

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

$$\begin{aligned}
 & P_{\text{онб}}(P_i, Q_i, U'_i, U''_i, i \in I_{PQ}; P_j, Q_j, U'_j, U''_j, j \in J_{PQ}; \\
 & P_i, U_i, \theta_i, i \in I_{PU}; P_j, U_j, \theta_j, j \in J_{PU}; U_0, k'_{ij}, k''_{ij}, (ij) \in M_T) = 0.
 \end{aligned}$$

Кроме ограничений-равенств в задаче имеют место ограничения-неравенства, налагаемые на параметры оптимизации:

$$\left. \begin{aligned}
 & \underline{P}_i \leq P_i \leq \overline{P}_i; \\
 & \underline{Q}_i \leq Q_i \leq \overline{Q}_i
 \end{aligned} \right\} i \in I_{PQ};$$

множество ветвей схемы энергосистемы, для которых учитываются ограничения на потоки активной мощности при оптимизации режимов. Таким образом, нелинейная целевая функция \mathbf{I} нелинейно и неявно зависит от большого количества факторов:

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

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

$J_{PU}; U_0; P_0; Q_0; k'_{ij}, k''_{ij}, (ij) \in M_T; P_{ij}, (ij) \in L)$. Степень нелинейности целевой функции \mathbf{I} определяется, в основном, нелинейностью расходных характеристик станций ЭЭС, т.е. целевая функция \mathbf{I} в

общем случае близка к квадратичной и имеет минимум. Разрешение поставленной проблемы представляет собой весьма сложную задачу, решение которой можно получить, например, с применением некоторых упрощений и допущений, основными из которых являются методы пространственной, временной и функциональной декомпозиции.