

**Секция 3 «ЭНЕРГЕТИЧЕСКИЕ ТЕХНОЛОГИИ И ЗЕЛЕНАЯ ЭНЕРГЕТИКА, АТОМНАЯ ЭНЕРГЕТИКА, ИННОВАЦИОННЫЕ СПОСОБЫ СОХРАНЕНИЯ ЭНЕРГИИ, НОВЫЕ ВОЗОБНОВЛЯЕМЫЕ И ПОРТАТИВНЫЕ ИСТОЧНИКИ ЭНЕРГИИ. ЭКОЛОГИЧЕСКАЯ БЕЗОПАСНОСТЬ И ПРИРОДООХРАННАЯ ДЕЯТЕЛЬНОСТЬ, ОБЕСПЕЧЕНИЕ УГЛЕРОДНОЙ НЕЙТРАЛЬНОСТИ»**

УДК 621.311.1

**О.И. Александров, А.А. Кадыко, Д.Г. Горячко**  
Белорусский государственный технологический университет  
Минск, Беларусь

**ОПТИМИЗАЦИЯ РЕЖИМОВ ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИЧЕСКОЙ СИСТЕМЫ ПРИ ВЗАИМОДЕЙСТВИИ ЕЕ С ПОТРЕБИТЕЛЯМИ**

*Аннотация.* В статье рассмотрена проблема минимизации энергоресурсов путем решения комплекса задач оптимизации расчетов в электроэнергетической системе (ЭЭС). Описывается методика комплексной оптимизации режимов ЭЭС с учетом вариации нагрузок. 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.

**Ключевые слова:** энергоресурсы, оптимизационные расчеты, электроэнергия, режимно-экономическое взаимодействие, реактивные мощности.

**O.I. Alexandrov, A.A. Kadyko, D.G. Goryachko**  
Belarusian State Technological University  
Minsk, Belarus

**OPTIMIZATION OF MODES OF THE ELECTRIC POWER SYSTEM WHEN INTERACING IT WITH CONSUMERS**

*Abstract.* The article examines the problem of energy resource shortages and solving a set of problems by optimizing calculations in the energy sector. The result of using integrated rational use of fuel and energy resources is described. A model for complex optimization of EPS modes taking into account load variations is presented. One of the main criteria for assessing the rational use of fuel and energy resources at all stages of production and improvement of technical processes is the optimal specific

*energy consumption standards, which are derived from the technological process - its productivity and energy indicators.*

**Key words:** *energy resources, optimization calculations, electricity, regime-economic interaction, reactive power.*

Введение. В современных условиях острого дефицита энергоресурсов и перехода к рыночным отношениям многих предприятий неизменно возрастает роль оптимизации расчетов в энергетике. 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 [1].

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.

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, экологической безопасности и т.д.

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 за его соблюдением.

**Модель комплексной оптимизации режимов ЭЭС с учетом вариации нагрузок.** 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 [2]:

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

где  $I'_t(\mathbf{T})$  – издержки, связанные с генерацией, включая расходы на топливо, и реализацией электроэнергии на временном интервале  $t$ ;  $I''_t(\boldsymbol{\pi})$  – издержки, вызванные передачей электроэнергии, ее потреблением и затратами на систему управления мощностью потребителей (экономические потери от регулирования нагрузки);  $I'''_t(\mathbf{y})$  — 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:

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

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;  $\theta_i, \theta_j$  — 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:

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

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

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

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

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

$$\left. \begin{array}{l} \underline{P}_i \leq P_i \leq \overline{P}_i \\ \underline{Q}_i \leq Q_i \leq \overline{Q}_i \end{array} \right\} j \in J_{PQ};$$

$$\left. \begin{array}{l} \underline{P}_i \leq P_i \leq \overline{P}_i \\ \underline{U}_i \leq U_i \leq \overline{U}_i \end{array} \right\} i \in I_{PU};$$

$$\underline{Q}_i \leq Q_i \leq \overline{Q}_i, i \in I_{PU};$$

$$\underline{Q}_i \leq Q_i \leq \overline{Q}_i, j \in J_{PU};$$

$$\underline{P}_0 \leq P_0 \leq \overline{P}_0;$$

$$\underline{P}_{ij} \leq P_{ij} \leq \overline{P}_{ij}, (ij) \in L,$$

$$\underline{U}_0 \leq U_0 \leq \overline{U}_0;$$

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

$$\left. \begin{array}{l} \underline{P}_i \leq P_i \leq \overline{P}_i \\ \underline{U}_i \leq U_i \leq \overline{U}_i \end{array} \right\} i \in I_{PQ};$$

$$\underline{U}_i \leq U_i \leq \overline{U}_i, i \in I_{PQ};$$

$$\left. \begin{array}{l} \underline{U}_i \leq U_i \leq \overline{U}_i, j \in I_{PQ}; \\ \underline{k}'_{ij} \leq k'_{ij} \leq \overline{k}'_{ij}; \\ \underline{k}''_{ij} \leq k''_{ij} \leq \overline{k}''_{ij} \end{array} \right\} (ij) \in M_T;$$

$$\underline{P}_{ij} \leq P_{ij} \leq \overline{P}_{ij}, (ij) \in L,$$

где  $L$  — множество ветвей схемы энергосистемы, для которых учитываются ограничения на потоки активной мощности при оптимизации режимов.

Таким образом, нелинейная целевая функция  $I$  нелинейно и неявно зависит от большого количества факторов:

$$I = f(P_i, Q_i, U_i', U_i'', i \in I_{PQ}; P_j, Q_j, U_j', U_j'', j \in J_{PQ}; P_i, U_i, \theta_i, i \in I_{PU}; P_j, U_j, \theta_j, j \in J_{PU}; Q_i, i \in P_{PU}; Q_j, j \in J_{PU}; U_0; P_0; Q_0; k'_{ij}, k''_{ij}, (ij) \in M_T; P_{ij}, (ij) \in L).$$

Степень нелинейности целевой функции  $I$  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 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.

**Алгоритм оптимального распределения активных нагрузок между электростанциями и потребителями электроэнергии.** Как известно, условия экономичного распределения активных мощностей в ЭЭС при наличии только тепловых электростанций, определенном составе оборудования и заданном значении суммарной нагрузки имеют вид:

$$\lambda = \varepsilon_i / (1 - \sigma_i) = idem, \quad \forall i \in \overline{1, n}, \quad (3)$$

где  $\lambda$  — значение относительного прироста системы;  $\varepsilon_i = \partial T_i / \partial P_i$  — величина удельного прироста часового расхода топлива на единицу дополнительной активной мощности  $i$ -й ЭС;  $\sigma_i = \partial \pi(P) / \partial P_i$  — относительный прирост потерь активной мощности  $i$ -й ЭС;  $n$  — число генерирующих узлов (генераторных групп).

$$\varepsilon = f(P_i), \quad \forall i \in \overline{1, n}. \quad (4)$$

Характеристики относительных приростов (ХОП) генерирующих узлов (эквивалентные характеристики электростанций) в общем случае задаются аналитически таблицами:

Нагрузки узлов потребления на первом этапе расчета учитываются долевыми коэффициентами  $k_j$

$$k_j = P_j / \sum_{j=n+1}^N P_j, \quad \forall j \in \overline{n+1, N}, \quad (5)$$

считаем на первом этапе не зависящим от величины потерь в сети, причем,

$$\sum_{j=n+1}^N k_j$$

$= 1$ , что позволяет вычислить все коэффициенты при некоторых заданных значениях мощностей потребителей. Мощности генераторных узлов имеют двусторонние ограничения

$$\underline{P}_i \leq P_i \leq \overline{P}_i, \forall i \in \overline{1, n}, \quad (6)$$

где  $\underline{P}_i$ ,  $\overline{P}_i$  — соответственно нижняя и верхняя границы мощностей генерирующих узлов.

Для любого момента времени должно выполняться условие баланса мощности

$$\sum_{j=n+1}^N P_j + \pi(P) - \sum_{i=n}^n P_i = 0. \quad (7)$$

В матричной форме суммарные потери в сети приближенно можно выразить в виде квадратичной функции активных мощностей с помощью «b-коэффициентов»:

$$\pi(P) = \mathbf{P}^* \mathbf{B} \mathbf{P}, \quad (8)$$

где  $\mathbf{P}^* = [\mathbf{P}_I^* | \mathbf{P}_J^*]$  — строчная матрица активных узловых мощностей;  $\mathbf{P}_I$  — вектор-столбец активных мощностей генераторных узлов;  $\mathbf{P}_J$  — то же нагрузочных узлов;  $\mathbf{B}$  — квадратная симметричная положительно определенная матрица коэффициентов потерь, элементы которой суть действительные безразмерные числа;  $U$  — среднее значение приведенного напряжения системы.

Поскольку  $\sigma_i = \partial \pi(P)_i / \partial P_i$ , то  $\boldsymbol{\sigma} = 2\mathbf{B}\mathbf{P}$ , где  $\boldsymbol{\sigma}$  — вектор-столбец частных производных потерь мощности.

С учетом симметрии матрицы  $\mathbf{B}$  получим

$$\pi(P) = \mathbf{P}_I^* \mathbf{B}_{II} \mathbf{P}_I + 2\mathbf{P}_J^* \mathbf{B}_{IJ} + 2\mathbf{P}_J^* \mathbf{B}_{JJ} \mathbf{P}_J, \quad (9)$$

или с учетом (8) и (9) потери представим в виде

$$\pi(P) = \mathbf{P}_I^* \mathbf{B}_{II} \mathbf{P}_I + 2D^2 \mathbf{k}^* \mathbf{B}_{JI} \mathbf{P}_I + 2D^2 \mathbf{k}^* \mathbf{B}_{JJ} \mathbf{k}, \quad (10)$$

где  $\mathbf{k} = colon(k_{n+1}, k_{n+2}, \dots, k_N)$  — вектор размера  $m$ ;  $D$  — суммарная прогнозируемая нагрузка потребительских узлов;  $\mathbf{B}_{II}$  — квадратная матрица порядка  $n$ ;  $\mathbf{B}_{JJ}$  — то же, порядка  $m$ ;  $\mathbf{B}_{IJ}, \mathbf{B}_{JI}$  — прямоугольные матрицы размером  $(n \times m)$  и  $(m \times n)$



соответственно;  $m = (N - n)$  — число нагрузочных узлов; здесь векторы  $\mathbf{P}_i$  и  $\sigma_i$  имеют размерность  $n$ .

Обозначив

$$d = D^2 \mathbf{k}^* \mathbf{B}_{JJ} \mathbf{k}; \quad (11)$$

$$a = 2D \mathbf{B}_{JJ} \mathbf{k}, \quad (12)$$

получим

$$\sigma_i = 2\mathbf{B}_{IJ} \mathbf{P}_i + a^*, \quad (13)$$

$$\pi(P) = \mathbf{P}_i^* \mathbf{B}_{II} \mathbf{P}_i + a^* \mathbf{P}_i + d.$$

Вычисление станций  $P_1, P_2, \dots, P_n$  выполняется по методу последовательных приближений. Сначала при фиксированных значениях мощностей потребителей  $P_{n+1}, P_{n+2}, \dots, P_N$  и относительного прироста системы  $\lambda$  решается система нелинейных уравнений (3), (4), (8), (10). Для заданного начального вектора  $\mathbf{P}_j$  и  $\lambda$  вычисляются  $D, \mathbf{k}, d$ , а по формулам (5), (11) и (12) соответственно, затем решается система нелинейных алгебраических уравнений

$$\mathbf{f}(P_i) + \sigma_i \lambda = \lambda, \quad \forall i \in \overline{1, n} \quad (14)$$

или

$$\mathbf{f}(P_i) + g_i P_i = \varphi_i, \quad \forall i \in \overline{1, n}, \quad (15)$$

где

$$g_i = 2b_{ii}\lambda; \quad \varphi_i = \lambda(1 - a_i - 2\sum_{j=1}^n b_{ij}P_j) + 2b_{ii}P_i, \quad \forall i \in \overline{1, n},$$

$$\forall j \in \overline{n+1, N}.$$

Обозначив вектор  $\psi$ -го приближения мощностей станций через  $\mathbf{P}_{II}^{(\psi)}$ , получим систему уравнений (15) в матричном виде

$$\mathbf{f}[\mathbf{P}_I^{(\psi)}] + \mathbf{g}\mathbf{P}_I^{(\psi)} = \mathbf{\Phi}, \quad (16)$$

где  $\mathbf{f}[\mathbf{P}_I^{(\psi)}]$  — вектор-столбец, каждая координата которого есть функция соответствующей координаты  $\mathbf{P}_I^{(\psi)}$ ;  $\mathbf{g}$  и  $\mathbf{\Phi}$  — столбцовые матрицы, элементы которых составлены из вычисленных значений  $g_i$  и  $\varphi_i$ .

Система уравнений (16) решается по алгоритму, сходному с алгоритмом Зейделя, основная идея которого заключается в том, что при вычислении  $(i+1)$ -го приближения неизвестного  $P_i$ , учитываются уже вычисленные ранее  $(i+1)$ -е приближения неизвестных  $P_1, P_2, \dots, P_{i-1}$ , т.е. найдя какое-то приближение для компонента, мы сразу же используем его для отыскания следующего компонента. По начальному приближению  $(\mathbf{P}_1^{(0)}, \mathbf{P}_2^{(0)}, \dots, \mathbf{P}_n^{(0)})$  находим  $\mathbf{P}_1^1$ , затем по

$(P_1^{(1)}, P_2^{(1)}, \dots, P_n^{(1)})$  находим  $P_2^{(1)}$  и т.д. После того как будут найдены все  $P_i^{(1)}$ , таким же образом находим  $P_i^{(2)}, P_i^{(3)}, \dots$ , пока не достигнем нужной точности ( $\omega_1$ ).

В программе этап вычисления мощностей станций при заданном значении  $\lambda$  выделен в подпрограмму, в которой, в свою очередь, выделена подпрограмма решения уравнения по методу хорд. Затем при сохранении мощностей нагрузок вычисляется по методу деления отрезка пополам такое значение  $\lambda$ , чтобы выполнялось условие (8) с учетом (10), т.е. чтобы соблюдался баланс мощностей при заданной мощности потребителей и оптимальном распределении нагрузок между станциями энергосистемы.

На втором этапе основного алгоритма оптимизации решается задача минимизации функции потерь активной мощности (10) в некоторой допустимой области её существования, определяемой системой ограничений:

1. Регулировочный диапазон изменения активной мощности каждого нагрузочного узла (группы потребителей)

$$P_j \leq P_j \leq \overline{P}_j, \quad \forall j \in \overline{n+1, N} \quad (17)$$

где  $\underline{P}_j$  — нижняя предельная граница снижения мощности -го узла (технологическая бронь);  $\overline{P}_j$  — верхний предел по  $j$ -й регулируемой нагрузке, нормируемый в определенные часы при дефиците мощности (прогнозируемая величина).

2. Суммарная прогнозируемая мощность не должна превышать заданной величины

$$\sum_{j=n+1}^N P_j \leq D, \quad j \in \{m\}. \quad (18)$$

3. По условиям сохранения устойчивого технологического режима и возможного дефицита вычисляемая величина потребляемой энергии -го нагрузочного узла (группы потребителей) должна изменяться в рамках двусторонних ограничений

$$\underline{W}_{jr} \leq W_{jr}^{opt} \leq \overline{W}_{jr}, \quad \forall j \in \{m\}, \quad \tau = 24\Delta t, \quad (19)$$

где  $\underline{W}_{jr}$  — минимальный суточный расход энергии в течение семидневной рабочей недели (технологическая бронь), который определяется следующим образом

$$\underline{W}_{jr} = \min\{W_{jr}^{(1)}, W_{jr}^{(2)}, \dots, W_{jr}^{(7)}\}, \quad \tau = 24\Delta t, \quad \Delta t = 1(0,5) \text{ час};$$

$\overline{W}_{jr}$  — максимальный суточный расход энергии, вычисляемый аналогично (при дефиците энергии)

$$\overline{W}_{jr} = \max\{W_{jr}^{(1)}, W_{jr}^{(2)}, \dots, W_{jr}^{(7)}\};$$

$$W_{j\tau}^{opt} = \sum_{\Delta t=1}^{24} P_j^{opt} \Delta t \text{ — величина суточного расхода энергии, вычисленная}$$

по компонентам полученного вектора  $\mathbf{P}_j^{opt}$ .

В случае несоблюдения ограничений (19) вычисленное значение  $W_{j\tau}^{opt}$  закрепляется на нижнем или на верхнем пределе, после чего формируются суточные графики нагрузки потребителей с почасовой разбивкой

$$P_{j\Delta t}^{opt} = h_{j\Delta t} W_{j\tau}^{opt} / 24,$$

где  $h_{j\Delta t} = W_{j\Delta t}^{cp} / W_{j\tau}^*$  — технологические коэффициенты, полученные по статистическим данным;  $W_{j\Delta t}^{cp}$  — среднее значение энергии, потребляемой  $j$ -м нагрузочным узлом за час  $\Delta t$ ;  $W_{j\tau}^*$  — среднее значение суточного расхода энергии, потребляемой  $j$ -м энергоузлом.

Матричное уравнение (9) представим в виде

$$\pi(\mathbf{P}) = \Pi + \mathbf{C}^* \mathbf{P}_j^* \mathbf{M} \mathbf{P}_j, \quad (20)$$

где

$$\mathbf{B}_{JJ} = \mathbf{M}; \quad \mathbf{B}_{IJ} \mathbf{P}_I = \mathbf{C}; \quad \mathbf{P}_I^* \mathbf{B}_{II} \mathbf{P}_I = \Pi$$

Выражение (20) представляет собой матричную нелинейную функцию, минимизируя которую в некоторой допустимой области ее существования, определяемой системой ограничений (17) – (19), придем к решению классической задачи выпуклого квадратичного программирования с нелинейной функцией цели и линейными ограничениями :

$$\pi(\mathbf{P}) \rightarrow \min \quad (21)$$

при условиях

$$\mathbf{E}^* \mathbf{P}_j \leq \Lambda; \quad \mathbf{P}_j \geq 0 \quad (22)$$

где  $\mathbf{E}^* = colon[\mathbf{A}, -\mathbf{E}, \mathbf{1}^*, -\mathbf{1}]$  матрица формирующих коэффициентов размеров:  $(2m + 1) \times m$ ;  $\Lambda^* = colon[\mathbf{B}, -\mathbf{H}, \mathbf{D}, -\mathbf{D}]$  — столбцовая матрица формируемых ограничений размера  $2(m + 1)$ ;  $\mathbf{E}$  — диагональная единичная матрица порядка  $m$ ;  $\mathbf{1}$  — столбцовая матрица размера  $m$ ;  $\mathbf{B}$  — вектор-столбец, составленный из величин, определяемых верхними предельными значениями усредненной мощности каждого объекта (группы потребителей) в течении временного интервала  $\Delta t$ ;  $\mathbf{H}$  — то же для нижних граничных величин.

Решая сформулированную задачу (21) при условиях (19) и (22) для каждого временного интервала, получим оптимальную в смысле потерь  $\pi(\mathbf{P})$  столбцовую матрицу значений активных мощностей

нагрузочных узлов  $P_J^{opt}$ . Вычисления продолжаются в итеративном цикле до тех пор, пока разница между двумя соседними значениями потерь  $\tilde{\pi}(P)$  не станет меньше заданной точности ( $\omega_2$ ). Вычисление оптимальных значений мощностей станций и балансирование режима выполняется во внешнем итерационном цикле, после чего найденные величины (в случае необходимости) корректируются и процесс вычислений повторяется до получения желаемой точности ( $\omega_3$ ) и ( $\omega_4$ ).

Таким образом, процесс оптимального распределения активных мощностей между генерирующими и потребляющими узлами с поочередной фиксацией подвекторов  $P_I^{opt}$  и  $P_J^{opt}$  выполняется до тех пор, пока заданная точность не будет достигнута на каждом этапе многоуровневого алгоритма.

### Список использованных источников

1. Александров О.И. Оптимизация режима электроэнергетической системы с выбором состава основного оборудования в период ремонтной кампании / О.И. Александров, С.В. Домников, А.М. Бакановский // Известия ВУЗов и энерг. объединений СНГ. Энергетика. – № 6. – 2002. – С. 3–16.

2. Aleksandrov O.I., Muhsen A. Planning of an optimum mode in Electric Power System with the account for repair switchings-off / A. Muhsen // Power Engineering. (Energetika), Kaunas – № 3. – 2003. – P. 45–51.

УДК 621.31

**Ф.С. Арабов, Н. Андалеби**

Таджикский технический университет имени академика М.С. Осими  
Душанбе, Таджикистан

### ВЛИЯНИЕ СТОКООРБРОЗОВАНИЯ РЕК НА ВЫРАБОТКУ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ МАЛЫХ ГЭС

*Аннотация.* В статье рассмотрены основные вопросы планирования выработки электроэнергии на малых ГЭС в зависимости от стока рек. Проведено причинно-следственная связь между образованием стока и атмосферных факторов на гарантированную мощность МГЭС. Рассмотрен один из вариантов планирования выработки электроэнергии на малых ГЭС с использованием метода математической регрессии.