

Паниковская Т.Ю.

Panikovskaya T.Y.

ОПТИМИЗАЦИЯ РЕЖИМОВ ЭЭС ДЛЯ РЫНКА ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ
OPTIMIZATION CONDITIONS FOR ELECTRIC POWER MARKETS

pti@daes.ustu.ru

*ГОУ ВПО «Уральский государственный технический университет –
УПИ имени первого Президента России Б.Н.Ельцина»
г. Екатеринбург*

Происходящие в России экономические и структурные преобразования затронули электроэнергетическую отрасль. В статье представлены решения оптимизационных задач для традиционной электроэнергетической отрасли и для конкурентного рынка электричества.

Economical and structural reorganization ongoing today in Russia has affected power industry. The paper present the solution of optimization problem for traditional power industry and for the competitive electricity market.

Формирование представления об оптимальных режимах российских ЭЭС начиналось во времена плановой социалистической экономики СССР, когда господствовал критерий необходимости достижения минимума народно-хозяйственных издержек на производство и передачу электроэнергии при обеспечении требуемых условий по надежности и качеству. Разработанная теория оптимизации основывается на минимизации целевой функции $Z(P, Q) \rightarrow \min$, отражающей связь затрат с генерацией активной (P) и реактивной (Q) мощностей. При некоторых приемлемых допущениях задача сводится к минимизации расхода топлива $B(P, Q)$ с учетом технологических ограничений как в форме неравенства, так и в форме равенства.

Еще до появления цифровых вычислительных машин монографии советских исследователей обобщали расчеты электрических режимов в электроэнергетической отрасли, рассматривались итерационные методы, в том числе метод Ньютона, который впоследствии стал ведущим в программном обеспечении решения задач установившихся и оптимальных режимов ЭЭС [1-3]. Алгоритмы оптимизации режима ЭЭС базируются на равенстве относительных приростов расхода топлива (ОПРТ) [2-3]

$$\frac{\varepsilon_1}{1 - \sigma_1} = \frac{\varepsilon_2}{1 - \sigma_2} = \dots = \frac{\varepsilon_n}{1 - \sigma_n} = \varepsilon_0, \quad (1),$$

где $n = N - 1$ число станций без балансирующей (б); $\varepsilon_i = \frac{\partial B_i}{\partial P_{\Gamma i}}$ – относитель-

ный прирост расхода топлива; $\sigma_i = \frac{\partial \Delta P}{\partial P_{\Gamma i}}$ – относительный прирост потерь

мощности.

В дальнейшем для оптимизации режима ЭЭС применялся более сложный аппарат нелинейного программирования [4]. На первых этапах это были

методы скорейшего спуска на основе покоординатного и градиентного итерационного движения. С развитием информационных технологий был осуществлен переход к методам второго порядка [5].

Дерегулирование и децентрализация отрасли привели к усложнению структуры и взаимных связей внутри субъектов и элементов ЭЭС, вызвали особый интерес к моделированию систем электроснабжения, энергорынков и других интерактивных инфраструктур. Основным принципом при загрузке станций (блоков) в конкурентно-ориентированной среде служит минимум затрат (в одностороннем рынке для потребителя) на оплату покупаемой электроэнергии или максимум функции «благополучия» в двустороннем рынке. Новая целевая функция отражает как технико-экономические характеристики станции (или блока), так и притязательные возможности (ценовая заявка) станции. В зависимости от цели планирования в целевую функцию оптимизации могут входить различные по своей природе характеристики: характеристики относительных приростов стоимости, основанные на физических расходных характеристиках оборудования; тарифные ценовые характеристики, утверждаемые энергетическими комиссиями; ценовые заявки генераторов, подаваемые на конкурентный рынок электроэнергии.

Для оптимизации режима в конкурентно-ориентированной среде предлагается использовать линейную модель [6], которая позволяет получить достаточно быстрое и точное решение для больших энергосистем. Данная модель использует матрицу коэффициентов токораспределения α . Целью решения задачи является максимизация функции «благополучия» (welfare)

$$F = \max \left(\sum_j (c_{Hj} \cdot P_{Hj}) - \sum_i (c_{Gi} \cdot P_{Gi}) \right), \quad (2),$$

где c_{Hj} , c_{Gi} - ценовые заявки соответственно потребителей и генераторов.

Для участников электроэнергетического рынка результирующая кривая предложения трансформируется в ступенчатую возрастающую зависимость $c(P_{Gi})$ – цена как функция удовлетворяемого объема электропотребления. В пересчете на час (полчаса) объем электропотребления трансформируется в суммарную мощность энергопотребления $\sum P_{Hj}$.

При отсутствии учета системных ограничений и технических потерь, связанных с передачей электроэнергии, поиск оптимального решения наиболее прост, так как во всех узлах электрической сети будет формироваться единая равновесная цена. При наличии технологических ограничений, влияющих на ценообразование, в разных узлах формируются разные узловы цены. Определение узловых цен, как правило, осуществляется через нахождение объективно обусловленных оценок ресурсов к принятым ограничениям – двойственным переменным [6].

Для учета системных ограничений введены дополнительные обозначения: λ – переменная, определяющая «замыкающую» востребованную ценовую заявку генерации для уравнения баланса мощности; $\mu_{Д}$ – переменные,

отражающие выявленные активные ограничения на перетоки мощности; v_{Γ} – переменные, отражающие выявленные активные ограничения на минимальную и максимальную мощность генератора. Если активные ограничения для генерации и перетоков по связям записать как

$$P_{\Gamma j}^{\text{доп}} - P_{\Gamma j} = 0, \quad j = 1, \dots, n^{\Gamma P}, \quad P_{\text{Л}}^{\text{доп}} - P_{\text{Л}} = 0, \quad \text{Л} = 1, \dots, L^{\Gamma P}, \quad (3)$$

где $n^{\Gamma P}$, $L^{\Gamma P}$ – число генераторов и линий, оказавшихся на граничных (допустимых) значениях, то функция Лагранжа может быть представлена

$$L = \sum_{i=1}^n c_i P_{\Gamma i} + \lambda \left(P_{\text{НС}} - \sum_{i=1}^n P_{\Gamma i} \right) + \sum_{\text{Л}=1}^{L^{\Gamma P}} \mu_{\text{Л}} P_{\text{Л}}^{\text{доп}} - P_{\text{Л}} + \sum_{j=1}^{n^{\Gamma P}} v_{\Gamma j} P_{\Gamma j}^{\text{доп}} - P_{\Gamma j} \quad (4)$$

Поток в линии может быть записан через коэффициенты токораспределения и узловые мощности $P_{\text{Л}} = \sum_{i=1}^{n^y} \alpha_{\ell i} P_i$. В целом L есть функция n генерируемых мощностей $P_{\Gamma i}$, $L^{\Gamma P}$ неопределенных множителей $\mu_{\text{Л}}$, $n^{\Gamma P}$ неопределенных множителей $v_{\Gamma i}$ и одного неопределенного множителя λ .

Таким образом, при решении оптимизационной задачи формируется функция Лагранжа:

$$L = c^T P_{\Gamma} + \lambda \cdot (P_{\text{НС}} - e^T P_{\Gamma}) + \mu_{\text{Л}}^T \cdot (P_{\text{Л}}^{\text{доп}} - \alpha \cdot P_{\text{уз}}) + v^T \cdot (P_{\Gamma}^{\text{доп}} - P_{\Gamma}) \quad (5),$$

где λ , μ , v – неопределенные множители Лагранжа, $P_{\text{уз}}$ – вектор узловых мощностей.

Дифференцирование функции Лагранжа по переменным, соответствующим мощностям генераторных узлов, и неизвестным множителям дает возможность сформировать систему линейных уравнений и после ее решения получить оптимальные инъекции.

$$\partial L / \partial P = 0; \quad \partial L / \partial \lambda = 0; \quad \partial L / \partial \mu = 0; \quad \partial L / \partial v = 0 \quad (6)$$

Множители Лагранжа есть частные производные оптимизируемой целевой функции для соответствующих ограничений. Величина λ характеризует изменение значения целевой функции в результате малого изменения спроса в определенном узле. Он соответствует узловым ценам покрытия нагрузки самым дешевым востребованным генераторным агрегатом при отсутствии режимных ограничений. В этом случае все элементы вектора μ будут равны нулю, элементы вектора v будут равны +1 при достижении заданной генераторной единицей верхнего предела ограничений по мощности и -1 при достижении заданной генераторной единицей нижнего предела ограничений по мощности соответственно.

При наличии ограничений элементы вектора μ , соответствующие номеру связи (линии, сечению), отличны от нуля, поэтому цены в остальных нагрузочных узлах определяются следующим образом:

$$c^y = \lambda \cdot e + v_{\Gamma} + \alpha^T \cdot \mu_{\text{Л}} \quad (7)$$

При использовании *метода линейного программирования* решение задачи осуществляется в два этапа [7]:

- определяется совместность и достаточность ограничений и находится оптимальное потокораспределение;
- составляется двойственная задача, решение которой определяет сложившиеся для заданных условий узловые цены для потребителей.

Учитывая важность преобразований энергетической отрасли и необходимость отражения этих изменений в содержании дисциплин, посвященным решению оптимизационных задач в конкурентно-ориентированных условиях, издано учебное пособие [7], которое рекомендовано УМО по образованию в области энергетики и электротехники в качестве учебного пособия для студентов высших учебных заведений, обучающихся по направлению подготовки 140200 – «Электроэнергетика».

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК:

1. Фазылов Х.Ф. Методы режимных расчетов электрических систем. К единому алгоритму расчетов. Ташкент.: Изд-во «Наука» УзССР, 1964.
2. Горнштейн В.М. Наивыгоднейшее распределение нагрузок между параллельно работающими электростанциями. М.-Л.: ГЭИ, 1949.
3. Маркович И.М. Режимы энергетических систем. М.-Л.: ГЭИ, 1963.
4. Арзамасцев Д.А., Бартоломей П.И., Холян А.М. АСУ и оптимизация режимов энергосистем: учеб. пособие для студентов вузов / Под ред. Д.А. Арзамасцева. М.: Высш.шк., 1983.
5. Бартоломей П.И., Грудинин Н.И. Расчет установившихся режимов ЭЭС и их оптимизация методом квадратичной аппроксимации. Известия РАН. Энергетика, 1992, № 5.
6. Бартоломей П.И., Грудинин Н.И. Оптимизация режимов энергосистем методами аппроксимирующего и сепарабельного программирования. Известия РАН. Энергетика, 1993, № 1.
7. Бартоломей П.И., Паниковская Т.Ю. Оптимизация режимов ЭЭС: учебное пособие. – Екатеринбург: УГТУ-УПИ, 2008.

Паниковская Т.Ю., Стаймова Е.Д.

Panikovskaya T.Y., Staymova E.D.

АНАЛИЗ УСТОЙЧИВОСТИ ЭЭС С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ ПРИКЛАДНЫХ ПРОГРАММ

EES STABILITY ANALYSIS USING APPLIED PROGRAMS

pti@daes.ustu.ru

ГОУ ВПО "УГТУ-УПИ имени первого Президента России

Б.Н.Ельцина"

г. Екатеринбург

Быстрое развитие информационных систем привели к усложнению программного обеспечения для анализа устойчивости электроэнергетических систем (ЭЭС). Для повышения актуальности обучения прикладные па-