

отраслевого баланса, не может быть осуществлен сразу, поскольку он требует решения широкого круга методологических и организационных проблем совершенствования планирования народного хозяйства. Такой переход может осуществляться лишь постепенно, по мере создания объективных условий для эффективного применения межотраслевого баланса, по мере того, как широкий круг работников планирования будет овладевать новыми, укрупненными методами плановых расчетов. Представляется, что первый этап такой перестройки должен быть осуществлен уже в процессе разработки основных направлений развития народного хозяйства на 1974—1975 гг. На этом этапе основное внимание должно быть сосредоточено на отработке методов построения балансов производства и распределения продукции (I—III блоки натурально-стоимостного межотраслевого баланса), которые являются важнейшей и наиболее сложной частью межотраслевого баланса. Разумеется, внедрение межотраслевого баланса в практику планирования даст ощутимый эффект лишь в том случае, если оно будет осуществляться как один из элементов в комплексе мероприятий по совершенствованию форм и методов планирования и управления социалистической экономикой.

Соединение межотраслевых народнохозяйственных моделей в единую систему с моделями оптимального отраслевого и регионального планирования позволит на деле реализовать идеи оптимального планирования социалистической экономики.

Поступила в редакцию
12 VIII 1968

МОДЕЛИРОВАНИЕ ПЕРСПЕКТИВНОГО РАЗВИТИЯ ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИЧЕСКОЙ СИСТЕМЫ

А. С. НЕКРАСОВ, Ю. С. КРЕТИНИНА

(Москва)

Перспективное развитие электроэнергетической системы (ЭЭС) предполагает установление оптимального варианта ее структуры, отражающего размещение, последовательность ввода и дальнейшее развитие электростанций различных типов и линий электропередач.

Оно основывается на определении оптимального одновременного участка отдельных объектов энергосистемы в покрытии годовых максимумов электрической нагрузки ее узлов (баланс мощностей) и обеспечении балансов потребления и производства электроэнергии по годам расчетного периода с учетом динамики изменения технико-экономических показателей ЭЭС. При этом развитие электроэнергетической системы зависит от величины и характера нагрузки потребителей электроэнергии, а условия топливоснабжения ЭЭС регулируются оптимальными топливно-энергетическими балансами районов размещения тепловых электростанций. Учет этих факторов определяет систему основных условий в моделях развития ЭЭС.

Решению задачи планирования развития электроэнергетической системы в последние годы посвящен ряд отечественных работ (см., например, [1—8]), развивающих вопросы моделирования однопродуктовых комплексов. Опыт проектных организаций [6, 9] показал эффективность использования линейных моделей при перспективном планировании электроэнергетических систем. Отсюда очевидна целесообразность их дальнейшего совершенствования.

Рассматриваемая модель согласуется с принципиальными предпосылками построения моделей ЭЭС [3—6, 9]. При этом принятый способ аппроксимации нелинейных выпуклых зависимостей [10—12], характеризующих основные взаимосвязи ЭЭС, позволяет более естественно и точно представить их в линейной модели. Использование специального алгоритма сепарабельного программирования, обеспечивающего соблюдение определенных правил выбора вводимой переменной в симплекс-итерации [11, 12] дает возможность получить для линейаризованных задач весьма точные решения. Однако и при применении обычных симплексных алгоритмов, ограничивающих возможность учета в модели при расчете на минимум только выпуклых вниз зависимостей, предлагаемый подход позволяет существенно уточнить расходы топлива на тепловых электростанциях, потери мощности и энергии в линиях электропередач. Он дает возможность также учитывать любые колебания рабочих мощностей и выработки электроэнергии на электростанциях, потоков мощности и энергии, передаваемых по линиям электропередачи по годам расчетного периода. Эти условия, являющиеся важными для правильной характеристики развития электроэнергетической системы, в известных моделях отражены недостаточно.

Рассматриваемая линейная модель электроэнергетической системы

призвана обеспечить выбор оптимального варианта размещения, последовательности сооружения и развития отдельных энергетических объектов и режима их использования за расчетный период. Она включает тепловые конденсационные электростанции (КЭС), атомные электростанции (АЭС), гидроэлектростанции (ГЭС), насосно-аккумулирующие ГЭС (НАЭС), системообразующие линии электропередач (ЛЭП), соединяющие эти электростанции или их группы и узлы нагрузки между собой.

Теплоэлектроцентрали (ТЭЦ) в модели рассматриваются как источники электроэнергии с заданными величинами рабочей и установленной мощности и выработки электроэнергии, определяемыми в соответствии с режимом отпуска тепла. Размещение ТЭЦ считается заданным.

В зависимости от условий задачи узлом нагрузки в модели могут являться отдельные подстанции системообразующих ЛЭП или их группы, представляющие узлы потребления, а также более крупные объединения, включающие нагрузку потребителей и энергогенерирующие установки. Варианты размещения узлов, характер изменения величины нагрузки и электропотребления в течение расчетного периода считаются известными.

Размещение новых КЭС, АЭС, ГЭС, НАЭС и других установок задается вариантно, при этом в каждом случае считается известной предельная мощность развития электростанции. Дополнительно для ГЭС заранее являются требования неэнергетических водопользователей (транспорт, орошение и т. п.), и соответственно этим условиям устанавливается нижняя граница рабочей мощности станции.

Развитие новых ЛЭП также принимается вариантным — известны их конфигурация, число цепей, предельная пропускная способность для каждого рассматриваемого уровня напряжения.

Вопросы надежности работы ЭЭС — определение величины, структуры и размещения резервов электроэнергетической системы — в модели не рассматриваются. Они принимаются в соответствии со специально выполненными расчетами. Аналогично предполагается, что расчеты статической и динамической устойчивости ЭЭС внесут определенные коррективы в результаты полученных решений.

Таким образом, решения, полученные на рассматриваемой модели, как и на моделях, разработанных ранее [1—9], должны уточняться по мере разработки сопряженных задач, решаемых при перспективном проектировании электроэнергетических систем*.

В соответствии с условиями задачи для любого энергоузла в каждый год t расчетного периода T должны быть обеспечены основные балансовые уравнения — покрытие годового максимума нагрузки P_{ft} и баланс потребления W_{ft} и производства электроэнергии при совместной работе объектов электроэнергетической системы

$$\sum_{j=1}^J N_{fjt} - \sum_{h=1}^H N_{ff'ht} + \sum_{h=1}^H (1 - r_{f'fht}) N_{f'fht} \geq P_{ft}, \quad (1)$$

$$\sum_{j=1}^J \mathcal{E}_{fjt} - \sum_{h=1}^H \mathcal{E}_{ff'ht} + \sum_{h=1}^H (1 - q_{f'fht}) N_{f'fht} = W_{ft}, \quad (2)$$

$$f, f' = 1, \dots, F; \quad t = 1, \dots, T,$$

где N_{fjt} — рабочая мощность одной или группы электростанций ($j = 1, 2, \dots, J$), расположенных в узле f и участвующих в год t в покрытии го-

* Мы не затрагиваем здесь всей совокупности взаимосвязанных моделей, необходимых для полного обоснования технических и экономических параметров развивающейся ЭЭС. Некоторые принципиальные схемы рассматривались в [13, 14].

дового максимума нагрузки электроэнергетической системы; \mathcal{E}_{jft} — отпущенная электроэнергия одной или группы электростанций j , расположенных в узле f и участвующих в годовом электробалансе ЭЭС; $\pm N_{ff'ht}$, $\pm \mathcal{E}_{ff'ht}$ — переток соответственно мощности при покрытии годового максимума нагрузки ЭЭС и энергии в годовом электробалансе ЭЭС на напряжении h по системообразующим ЛЭП в год t между энергоузлами f и f' ; r_{jfh_t} , q_{jfh_t} — соответственно потери мощности и энергии в ЛЭП.

Способ описания зависимостей допускает и более полный учет условий использования электростанций за счет исследования их работы по отдельным зонам годового графика нагрузки энергоузлов. При этом размерность модели возрастет в значительно меньшей степени, чем при подходе, рассматриваемом в [4].

В настоящей постановке не учитывается эффект от совмещения максимумов нагрузки отдельных энергоузлов, расположенных в разных часовых поясах.

Как отмечалось выше, топливоснабжение электростанций зависит от топливно-энергетического баланса района их размещения. В соответствии с этим суммарные объемы топлива B_{dt} по его видам d для топливопотребляющих объектов ЭЭС в рассматриваемой задаче предполагаются заданными на каждом шаге итеративной увязки моделей перспективного планирования топливно-энергетического хозяйства страны*.

Условия топливоснабжения электростанций ЭЭС будут определяться неравенствами вида

$$\sum_{j=1}^J B_{jdt} \leq B_{dt}, \quad d = 1, \dots, D, \quad (3)$$

где B_{jdt} — потребление топлива j -й электростанцией в году t расчетного периода.

В соответствии с [10—12] возможные условия работы конденсационной электростанции (или группы) могут быть представлены выпуклыми зависимостями следующего вида**:

$$N^{\text{кэс}} = \sum_{i=1}^n \lambda_i \hat{N}_i^{\text{кэс}}, \quad (1)$$

$$\mathcal{E}^{\text{кэс}} = \sum_{i=1}^n \lambda_i \hat{\mathcal{E}}_i^{\text{кэс}} = \sum_{i=1}^n \lambda_i \hat{N}_i^{\text{кэс}} \hat{h}_i^{\text{кэс}}, \quad (2)$$

$$B = \sum_{i=1}^n \lambda_i \hat{B}_i = \sum_{i=1}^n \lambda_i b_{h_i} \mathcal{E}_i^{\text{кэс}}, \quad (4)$$

$$\sum_{i=1}^n \lambda_i = 1; \quad \lambda_i \geq 0, \quad (5)$$

$N^{\text{кэс}}$ — рабочая мощность электростанции; $\hat{N}_i^{\text{кэс}} = \begin{cases} (1 - k_{\text{сн}}) N_1^{\text{кэс}} \\ N_n^{\text{кэс}} = (1 - k_{\text{сн}}) N_{\text{уст}} \end{cases}$

— предельные (минимально и максимально возможные) рабочие мощности

* В систему моделей топливно-энергетического хозяйства страны входят модели газовой, нефтяной, угольной отраслей, единой электроэнергетической системы и модели топливно-энергетического хозяйства районов [4].

** Здесь и далее для упрощения изображения не вводятся соответствующие индексы j, t, f, h, d .

(нетто) электростанции, определяемые эксплуатационно-техническими факторами, ролью станции и условиями работы. Для новых КЭС, а также существующих электростанций, допускающих по условиям работы вывод их в резерв, $N_1^{\text{кэс}} \geq 0$; $N_{\text{уст}}$ — предельно возможная установленная мощность КЭС; $k_{\text{сн}}$ — коэффициент расхода на собственные нужды КЭС; $\mathcal{E}^{\text{кэс}}$ — отпускаемая электроэнергия, определяемая на выпуклом многограннике предельно возможного отпуска электроэнергии с шин станции

$$\hat{\mathcal{E}}_i^{\text{кэс}} = \hat{N}_i^{\text{кэс}} \hat{h}_i^{\text{кэс}}; \hat{h}_i^{\text{кэс}} = \begin{cases} h_i^{\text{кэс}} \\ \bar{h}_i^{\text{кэс}} \end{cases} \quad \text{— предельные (минимально и макси-}$$

мально возможные) числа часов использования мощностей, задаваемые по эксплуатационно-техническим условиям работы КЭС; B — расход топлива на электростанции, определяемый для каждого вида топлива на соответствующем выпуклом многограннике предельно возможных расходов топлива $\hat{B}_i = b_{h_i} \hat{\mathcal{E}}_i^{\text{кэс}} = b_{h_i} \hat{N}_i^{\text{кэс}} \hat{h}_i^{\text{кэс}}$; $\underline{h}_i^{\text{кэс}} \leq h_i^{\text{кэс}} \leq \bar{h}_i^{\text{кэс}}$. С достаточной степенью точности для большинства случаев может быть принято $h_i^{\text{кэс}} =$

$$= \begin{cases} h_i^{\text{кэс}} \\ \bar{h}_i^{\text{кэс}} \end{cases}; b_{h_i} \text{ — удельный расход топлива на отпущенный } \textit{квт-ч} \text{ электро-}$$

энергии при числе часов использования $h_i^{\text{кэс}}$, зависящий также от вида используемого топлива и характера оборудования, установленного на электростанции.

Для гидроэлектростанций зависимость отпуска электроэнергии $\mathcal{E}^{\text{гэс}}$ от располагаемой мощности $N^{\text{гэс}}$ может быть представлена следующим аппроксимирующим кусочно-линейным выражением*:

$$N^{\text{гэс}} = \sum_{i=1}^m \pi_i N_i^{\text{гэс}}, \quad (1\text{II})$$

$$\mathcal{E}^{\text{гэс}} = \sum_{i=1}^m \pi_i \mathcal{E}_i^{\text{гэс}}, \quad (2\text{II})$$

$$\sum_{i=1}^m \pi_i = 1; \quad \pi_i \geq 0. \quad (6)$$

Эта зависимость, как правило, является монотонно возрастающей выпуклой вверх кривой, по своим параметрам индивидуальной для каждой рассматриваемой ГЭС и отражающей условия ее зарегулированности.

Описание условий работы АЭС и НАЭС в модели принципиально не отличается от приведенных выше зависимостей. Однако следует учитывать ухудшение к.п.д. НАЭС в насосном режиме в сравнении с турбинным, требующее дополнительной выработки электроэнергии на электростанциях энергосистемы.

Для линий электропередачи возможные условия работы могут быть представлены парами линейно-зависимых векторов по отправному и приемному концам ЛЭП, для каждого из которых строится соответствующий выпуклый многогранник условий работы, описываемый зависимостями вида

* Для ГЭС характерен низкий расход электроэнергии на собственные нужды станций. Поэтому в укрупненных расчетах, особенно перспективного характера, допустимо принимать совпадение величины выработки и отпуска электроэнергии.

$$N_{\text{отпр}}^{\text{лэп}} = \sum_{i=1}^l v_i N_i^{\text{лэп}}, \quad (1^{\text{III}})$$

$$N_{\text{пр}}^{\text{лэп}} = \sum_{i=1}^l v_i (1 - r_i) N_i^{\text{лэп}}, \quad (1^{\text{VI}})$$

$$\mathcal{E}_{\text{отпр}}^{\text{лэп}} = \sum_{i=1}^l v_i \mathcal{E}_i^{\text{лэп}} = \sum_{i=1}^l v_i N_i^{\text{лэп}} h_i^{\text{лэп}}, \quad (2^{\text{III}})$$

$$\mathcal{E}_{\text{пр}}^{\text{лэп}} = \sum_{i=1}^l v_i (1 - q_i) \mathcal{E}_i^{\text{лэп}} = \sum_{i=1}^l v_i (1 - q_i) N_i^{\text{лэп}} h_i^{\text{лэп}}, \quad (2^{\text{IV}})$$

$$\sum_{i=1}^l v_i = 1; \quad v_i \geq 0, \quad (7)$$

где $N_{\text{отпр}}^{\text{лэп}}$, $N_{\text{пр}}^{\text{лэп}}$ — поток мощности по ЛЭП соответственно на отправном и приемном концах; $N_1 \leq N_i^{\text{лэп}} \leq N_l$, а $N_1 \geq 0$, $N_l = \bar{N}^{\text{лэп}}$ — предельные потоки мощности по ЛЭП; $\bar{N}^{\text{лэп}}$ — пропускная способность ЛЭП соответствующего уровня напряжения; r_i — коэффициент потерь мощности в ЛЭП, $r_i = \frac{\Delta N_i}{N_i^{\text{лэп}}}$; $\mathcal{E}_{\text{отпр}}^{\text{лэп}}$, $\mathcal{E}_{\text{пр}}^{\text{лэп}}$ — количество электроэнергии, передаваемой

по ЛЭП, определяемое на соответствующих выпуклых многогранниках возможных условий ее работы на отправном и приемном концах; $h_i^{\text{лэп}} \leq \bar{h}_i^{\text{лэп}} \leq \bar{h}_i^{\text{лэп}}$, $\bar{h}_i^{\text{лэп}}$, $\bar{h}_i^{\text{лэп}}$ — предельные (минимально и максимально возможные) числа часов работы ЛЭП, задаваемые по эксплуатационно-техническим условиям работы ЛЭП; q_i — коэффициент потерь энергии в ЛЭП, $q_i = \frac{\Delta \mathcal{E}_i}{\mathcal{E}_i^{\text{лэп}}}$; ΔN_i , $\Delta \mathcal{E}_i$ — величины потерь мощности и энергии в ЛЭП,

определяемые для $0 \leq N_i^{\text{лэп}} \leq \bar{N}^{\text{лэп}}$.

Суммарные потери мощности и энергии в ЛЭП включают потери на нагрев проводов и корону и определяются в соответствии с [15].

За критерий оптимальности в модели принят минимум суммарных приведенных затрат по электроэнергетической системе за расчетный период T^*

$$Z_{\Sigma} = \min E \sum_{t=1}^T [K_t (1 + E)^{T-t+1} + I_t (1 + E)^{T-t}] + I_{\text{п}}, \quad t = 1, 2, \dots, T, \quad (8)$$

где E — коэффициент приведения (нормативный коэффициент эффективности); K_t , I_t — соответственно капитальные вложения и ежегодные издержки производства в год t ; $I_{\text{п}}$ — ежегодные издержки производства при нормальном режиме эксплуатации, т. е. когда допустимо принимать неизменными и равными среднесрочным значениям годовые объемы выпуска продукции и ежегодные издержки.

* Он рекомендован для плано-проектных расчетов «Методикой технико-экономических расчетов в энергетике», утвержденной Государственным комитетом Совета Министров СССР по науке и технике 12 X 1966 г.

Этот критерий был предложен профессором В. В. Болотовым [16] для учета развития экономических систем в энергетике при условии замены динамической задачи рядом последовательных статических задач.

В соответствии с выражением (8) и условиями описания объектов электроэнергетической системы капиталовложения и постоянная часть годовых издержек, зависящая от мощности электростанции или пропускной способности ЛЭП, учитываются вместе и задаются как абсолютные значения. Переменная часть издержек, непосредственно зависящая от отпуска электроэнергии, учитывается отдельно по удельным показателям. Это позволяет значительно упростить подготовку исходных данных при многовариантных расчетах.

Экономические показатели дифференцируются соответственно для существующих и новых энергетических объектов с учетом их предельной мощности, типа установленного оборудования, вида топлива, используемого КЭС, напряжения и других параметров ЛЭП и т. п. Выпуклые вверх энергетические и экономические зависимости, характерные для ГЭС, при использовании обычных симплексных алгоритмов делают необходимым последовательный пересчет задачи по отдельным линейным отрезкам аппроксимирующей ломаной.

Многократные расчеты по развитию электроэнергетических систем различных структур подтвердили практическую возможность и удобство использования рассмотренной модели для проектных исследований.

Критериальное выражение (8) предполагает обязательное построение модели по годам расчетного периода. Однако в современной проектно-плановой практике (см., например, [4, 6, 9]) наиболее характерным является установление 2, 3, 5-летних интервалов времени. В этом случае оно непосредственно применено быть не может, так как не обеспечивает правильного учета капиталовложений и ежегодных издержек за расчетный период для подобной приближенной постановки задачи.

Обсуждение проблемы позволило выдвинуть две модификации выражения (8), допускающие расчеты по любым интервалам времени.

Первая модификация, предложенная В. П. Браиловым, предусматривает приведение всех капиталовложений, производимых в соответствующем интервале, к году, предшествующему его началу. Ежегодные издержки принимаются постоянными для всех лет интервала и равными издержкам его последнего года.

В этом случае критериальное выражение (8) может быть преобразовано следующим образом:

$$Z_{\Sigma} = \min E \sum_{\omega=1}^{\Omega} \sum_{\xi=1}^{\Xi_{\omega}} \left\{ K_{\xi} (1+E)^{T-\Delta t_{\omega\xi}(\xi-1)} + \right. \\ \left. + I_{\xi} \frac{(1+E)^{T-\Delta t_{\omega\xi}\xi}}{E} [(1+E)^{\Delta t_{\omega\xi}} - 1] (1+E)^{-t^*} + I_{\Pi} \right\} \quad (9)$$

где K_{ξ} , I_{ξ} — соответственно капиталовложения и ежегодные издержки производства, относящиеся к постоянному интервалу времени $\Delta t_{\omega\xi}$; $\omega = (1, \dots, \Omega)$ — номер части расчетного периода T с соответствующими постоянными интервалами времени $\Delta t_{\omega\xi}$; $\xi = (1, \dots, \Xi)$ — номер постоянного интервала $\Delta t_{\omega\xi}$ в ω -й части расчетного периода;

$$\sum_{\omega=1}^{\Omega} \sum_{\xi=1}^{\Xi} \Delta t_{\omega\xi} = T;$$

t^* — год, предшествующий ω^* -й части расчетного периода,

$$t^* = T - \sum_{\omega=\omega^*}^{\Omega} \sum_{\xi=1}^{\Xi_{\omega}} \Delta t_{\omega\xi}.$$

При использовании выражения (9) завышается неравномерность капиталовложений в сравнении с действительными условиями, учитываемыми при расчетах строго по годам рассматриваемого периода T .

Вторая модификация предусматривает условное распределение капиталовложений и ежегодных издержек производства пропорционально изменению нагрузки и электропотребления по годам интервала, что позволяет варьировать экономические показатели электроэнергетической системы в соответствии с характером изменения условий электропотребления. В этом случае критериальное выражение (8) примет следующий вид:

$$\begin{aligned} Z_{\Sigma} = \min E \sum_{\xi=1}^{\Xi} \left[K_{\xi} \sum_{t=(\xi-1)\Delta t_{\xi}+1}^{\xi\Delta t_{\xi}} (1+E)^{T-t+1} \varphi_t^{\xi} + \right. \\ \left. + I_{\xi} \sum_{t=(\xi-1)\Delta t_{\xi}+1}^{\xi\Delta t_{\xi}} (1+E)^{T-t} \psi_t^{\xi} \right] + I_{\Pi}, \end{aligned} \quad (10)$$

где K_{ξ} , I_{ξ} — соответственно капиталовложения и ежегодные издержки производства, относящиеся к интервалу времени Δt_{ξ} ; $\xi = (1, 2, \dots, \Xi)$ —

Изменение капиталовложений и ежегодных издержек в зависимости от выбранного интервала времени и вида критериального выражения, млн. руб.

Экономические показатели	Критериальное выражение	Задача 1					Итого за расчетный период
		Интервалы времени, годы					
		1—2	3—4	5—6	7—8	9—10	
Капиталовложения за интервал времени	(8)	0	40,6	144,8	210,0	466,1	861,5
	(9)	0	40,6	142,7	240,0	438,2	861,5
	(10)	0	40,6	145,7	210,0	465,2	861,5
Эксплуатационные издержки в последнем году интервала времени	(8)	157,3	174,3	201,5	226,4	271,0	
	(9)	153,3	174,3	201,5	222,9	271,0	
	(10)	157,3	174,3	201,5	225,9	271,0	

Экономические показатели	Задача 2					Итого за расчетный период
	Интервалы времени, годы					
	1—3	4—6	7—9	10	11—15	
Капиталовложения за интервал времени	0	188,1	307,2	41,4	467,8	1004,5
	0	183,3	498,1	96,0	226,6	1004,0
	0	183,3	353,4	0	467,8	1004,5
Эксплуатационные издержки в последнем году интервала времени	163,9	194,6	239,8	250,3	313,5	
	163,8	135,4	217,0	230,0	313,4	
	163,8	135,4	235,5	250,3	313,4	

число интервалов в расчетном периоде, $\sum_{\xi=1}^{\Xi} \Delta t_{\xi} = T$; $\varphi_{t_{\xi}} = \Delta P_{t_{\xi}} / \Delta P_{\xi}$ — доля прироста нагрузки энергосистемы $\Delta P_{t_{\xi}}$ в году t_{ξ} в суммарном приросте нагрузки энергосистемы ΔP_{ξ} за интервал ξ ; $\psi_{t_{\xi}} = \mathcal{E}_{t_{\xi}} / \mathcal{E}_{t'_{\xi}}$ — отношение электропотребления энергосистемы $\mathcal{E}_{t_{\xi}}$ в году t_{ξ} к электропотреблению последнего года $\mathcal{E}_{t'_{\xi}}$ интервала ξ .

Влияние выбора интервала времени и соответствующего ему критериального выражения было проверено на нескольких задачах перспективного развития электроэнергетических систем различной структуры. Расчеты проводились по годам расчетного периода в соответствии с критериальным выражением (8), а также при разных интервалах времени по выражениям (9) и (10) (см. таблицу).

Необходимо подчеркнуть предпочтительность расчетов по годам расчетного периода. В то же время сравнительный анализ решений, иллюстрируемый задачами 1 и 2, показывает, что использование модификации (10) дает близкие результаты с основным критериальным выражением (8). Применение модификации (9) приводит к заметным различиям в величинах капиталовложений для трех последних периодов. Это связано с более ранним вводом и развитием энергетических объектов при приближенном решении по интервалам времени. Однако следует отметить, что в случае модификации (10) требуется установление динамики нагрузки и электропотребления узлов по всем годам расчетного периода, тогда как для модификации (9) достаточно знание этих показателей для последних лет принятых интервалов.

ЛИТЕРАТУРА

1. И. М. Маркович, В. П. Браилов, В. И. Денисов. Применение методов динамического программирования к решению задачи перспективного развития электроэнергетической системы. Изв. АН СССР. Отд. техн. и Энергетика и автоматика, 1962, № 6.
2. В. И. Денисов, В. И. Кохов, Ю. С. Кретьнина. Выбор оптимальной структуры мощностей энергосистемы. В сб. Применение вычислительной техники в электроэнергетике (материалы конференции). М., 1964.
3. Методы применения электронно-вычислительных машин в энергетических расчетах. М., «Наука», 1964.
4. Методы математического моделирования в энергетике. СЭИ СО АН СССР. Иркутск, 1966.
5. А. Н. Зейлигер. Вопросы оптимизации структуры электроэнергетических систем (применительно к районам с высокой обеспеченностью гидроэнергоресурсами). Канд. дис., 1966.
6. Ю. П. Сыров, А. С. Макарова, А. Н. Зейлигер, Л. Д. Хабачев. Линейная математическая модель для оптимизации структуры энергетических систем с применением ЭЦВМ. Теплоэнергетика, 1966, № 10.
7. Е. М. Подольский, Э. Г. Леонова, А. Е. Федорова, Е. В. Цветков, А. П. Кузьмин. Методические основы и алгоритмы оптимизации развития энергосистем на нелинейной модели. Тезисы докладов симпозиума «Применение методов математического моделирования в энергетике». Иркутск, 1966.
8. Д. А. Арзамасцев, А. Л. Мызин. Применение методов математического программирования при планировании размещения электростанций в энергетике. Вопросы оптимизации развития и эксплуатации энергосистем. Тр. Уральск. политехн. ин-та им. С. М. Кирова. Свердловск, 1966.
9. Е. Л. Гороя, А. Н. Зейлигер, Л. Д. Хабачев, М. А. Чернин, В. С. Шарыгин. Опыт оптимизации структуры энергетических систем с помощью математических моделей и ЭЦВМ. В сб. Проектирование энергосистем и электрических сетей. ВГПИ Энергосетьпроект. Северо-западное отделение, Л., 1967.

10. S. A. Novanessian, T. M. Stout. Optimum Fuel Allocation in Power Plants. Power Appar. and Systems, 1963, № 66, June.
11. Ф. Вулф. Новые методы линейного программирования. В сб. Применение математики в экономических исследованиях. Т. 3. М., «Мысль», 1965.
12. Дж. Данциг. Линейное программирование, его обобщение и применение. М., «Прогресс», 1966.
13. Я. И. Хаинсон, Р. Е. Мирковская. Расчетная модель для выбора оптимальной структуры генерирующих мощностей в энергосистеме с применением ЭЦВМ. Тезисы докладов симпозиума «Применение методов математического моделирования в энергетике». Иркутск, 1966.
14. Г. В. Венников, В. А. Строев. Применение математических методов и средств вычислительной техники в проектировании и эксплуатации энергетических систем. М., «Энергия», 1965.
15. А. А. Глазунов. Электрические сети и системы. М.—Л., Госэнергоиздат, 1954.
16. В. В. Болотов. Выбор экономического критерия при сопоставлении вариантов перспективного развития электроэнергетической системы. В сб. Техничко-экономические вопросы проектирования энергосистем и электростанций. М.—Л., «Энергия», 1964.

Поступила в редакцию
23 V 1968