

ЛИНЕЙНАЯ МАТЕМАТИЧЕСКАЯ МОДЕЛЬ ПО ВЫБОРУ СТРУКТУРЫ ЭНЕРГОСИСТЕМЫ С УСОВЕРШЕНСТВОВАННЫМ УЧЕТОМ РЕЖИМА

В. С. ШАРЫГИН

(Ленинград)

В практике проектирования электроэнергетических систем (ЭЭС) выбор структуры генерирующих мощностей производится последовательно в два этапа: 1) оптимизация структуры Единой энергосистемы страны (ЕЭС), ее секций и объединенных энергосистем (ОЭС) по видам топлива, осуществляемая совместно с оптимизацией топливно-энергетического баланса; 2) оптимизация структуры ЕЭС по типам электростанций (ЭС) *. Поскольку искомым в этих задачах является соотношение суммарных мощностей ЭС (на различных видах топлива), то дискретность ввода отдельных объектов не оказывает столь принципиального влияния на результаты оптимизации. По этой и ряду причин для решения указанных задач широко применяются и дают определенный эффект линейные математические модели. При этом, как показано в [1], наибольшее влияние на успешное решение вопроса оказывает точность учета режима и нелинейности затрат на топливо.

Существующие модификации линейной модели (основанные на оптимизации режима в зонах годового графика электропотребления ЭЭС) недостаточно полно отвечают выбору структуры по типам ЭС, который предъявляет особо повышенные требования к полноте и точности учета режима ЭЭС. Это определяется: 1) необходимостью обеспечить требуемый режим электропотребления (и чем точнее он задан в модели, тем точнее результаты оптимизации); 2) существенными отличиями в энергетической и экономической эффективности использования ЭС различных типов в зависимости от режима работы; 3) наличием ряда технических ограничений по использованию ЭС в графике нагрузки ЭЭС.

Для выбора структуры ЭЭС по типам ЭС предлагается более точная в отношении учета режимных факторов модификация линейной модели ЭЭС, в которой оптимизация годового режима осуществляется на основе экономического распределения нагрузки в характерных суточных графиках. Принципиальными особенностями данной модели являются: 1) детальное рассмотрение суточных режимов с учетом основных технических ограничений по условиям использования ЭС; 2) определение годового режима ЭЭС на основе учета по продолжительности характерных суточных режимов; 3) определение топливной составляющей затрат на основе экономического распределения нагрузки по энергетическим характеристикам оптимизируемых ЭС с выбором состава работающего оборудования и учетом затрат на пуск-останов блоков.

* Следующим этапом проектирования, который в настоящей статье не рассматривается, является оптимизация развития (включая выбор районов размещения, динамики ввода мощностей и т. д.) электростанций ОЭС. Принципиально здесь должны применяться нелинейные модели.

В общем случае — это многоузловая динамическая модель, в которой учет динамики производится на основе применения принципа оптимизации конечных значений мощности энергообъектов [2], обеспечивающего независимость и изменяемость режима ЭС по годам оптимизируемого периода развития системы. Указанному принципу отвечает применение соответствующего критерия оптимальности, рассматривающего полные значения затрат на каждый уровень развития ЭЭС. Оптимизация структуры в динамике осуществляется путем одношагового решения всей совокупности взаимосвязанных моделей, описывающих состояние ЭЭС за различные характерные сутки рассматриваемых интервалов развития системы.

Модель в полной мере отвечает условиям оптимизации структуры ЭЭС с разнородным составом генерирующих источников, включающим в себя конденсационные (КЭС), атомные (АЭС) и гидравлические (ГЭС) электростанции, а также специализированные пиковые и полупиковые установки — гидроаккумулирующие (ГАЭС), газотурбинные (ГТС) и полупиковые КЭС*. Модель может быть использована в двух самостоятельных направлениях (вариантах ее формулировки): 1) для выбора структуры ЭЭС (оптимизационная модель); 2) для оптимизации режима работы ЭС при заданной структуре (режимный или оценочный вариант модели). В ней используются следующие данные: суточные графики нагрузки ЭЭС (они разбиваются на зоны продолжительностью от 1 до 24 час.)**; энергетические характеристики оборудования; показатели расхода (затрат) топлива на пуск-останов блоков; технический минимум нагрузки агрегатов и показатели их маневренности; график проведения ремонтов оборудования; мощность ТЭС и загрузка их на тепловом потреблении; водно-энергетические показатели ГЭС и ГАЭС; капиталовложения, постоянные издержки по эксплуатации ЭС и воздушным линиям электропередачи (ВЛ); замыкающие затраты на топливо. В качестве искомым величин выступают мощности энергообъектов, участвующие в покрытии зон суточного графика нагрузки ЭЭС, и продолжительность их использования.

Основу модели, математическое описание которой представлено в Приложении, составляют балансы мощности зон суточного графика.
$$\sum_i x_{ij} \geq P_j.$$

При этом отсутствует необходимость формулировки в модели баланса энергии, поскольку выполнение балансов мощности зон обеспечивает покрытие оптимизируемого суточного графика нагрузки в целом.

Минимизируемая целевая функция, представляющая собой суммарные приведенные динамические затраты за совокупность рассматриваемых в модели на разных интервалах развития ЭЭС суточных графиков, имеет следующую форму

$$F = \sum_{ijt} C_{ijt} x_{ijt} \rightarrow \min,$$

где C_{ijt} — удельные приведенные затраты на единицу установленной мощности энергообъекта i в j -й зоне характерного суточного графика нагрузки μ в год развития t ; x_{ijt} — мощность энергообъекта.

* В данной модели условия оптимизации теплоэлектроцентралей (ТЭЦ) не учитываются, их мощность и параметры принимаются в соответствии с проектными работами по схемам теплоснабжения городов и промышленных центров; определяется лишь режим использования ТЭЦ по электрическому и, частично, тепловому графику (проверяется целесообразность по системным условиям отпуска тепла через редукционно-охладительные установки — РОУ).

** В целях сокращения размерности задачи разбивка на зоны может осуществляться через несколько часов (например, через 2—4 часа).

В модель входят уравнения и неравенства, формулирующие условия связи мощности ЭС, используемой в различных зонах графика нагрузки системы, ограничения по числу пускаемых агрегатов и скорости набора их нагрузки, по режиму работы ТЭЦ и АЭС, условиям оптимизации ГАЭС и т. д.

Рассмотрим некоторые принципиальные особенности формулировки предлагаемой модели. Одной из них является представление КЭС в виде двух возможных состояний работы оборудования: а) без останова агрегатов в течение суток $x_{ij}^{н.о}$; б) с остановом их x_{ij} . Решение может быть получено либо по одному из указанных состояний, либо в каком-то оптимальном соотношении по каждому из них.

Имеются два значения $x_i^{н.о}$ в базисной зоне; $x_{i24}^{[н.о]}$ отвечает величине технического минимума нагрузки агрегата или ЭС в целом и к нему относится весь расход топлива на холостой ход B_{iarp}^{xx} ; $x_{i24}^{н.о}$ в совокупности с неизвестными $x_{ij}^{н.о}$ в вышележащих зонах представляет собой мощность агрегатов, догружаемых в пределах от $N_i^{т.м}$ до $N_i^{ном}$ и в этом случае потребность в топливе учитывается только по величине частичного прироста расхода топлива b_i^* . Коэффициенты функционала $C_{i24}^{[н.о]}$, $C_{i24}^{н.о}$ и $C_{ij}^{н.о}$ определяются на основе выражений (21) и (22) Приложения. Выполняется условие, при котором $x_{i24}^{н.о}$ и все последующие $x_{ij}^{н.о}$ не могут существовать без $x_{i24}^{[н.о]}$ и связаны с ним определенным отношением с помощью уравнений (2) и (5) Приложения. Коэффициенты функционала для неизвестных x_{ij} включают в себя различающиеся по зонам графика в зависимости от времени простоя ($\tau_{np} = 24 - h_j$) затраты на пуск-останов агрегатов и определяются из (23) Приложения. Предлагаемый метод формулировки модели позволяет с достаточной для расчетов на перспективу точностью учесть нелинейность затрат от режима использования ЭС и в значительной мере обеспечивает учет дискретности (в соответствии с единичной мощностью энергоблоков) изменения топливных затрат. Это видно, например, на основе анализа выражения, в соответствии с которым в модели определяется полный расход топлива на КЭС при работе без останова оборудования

$$B_i^{н.о} = 24 \frac{B_{iarp}^{x,x}}{N_{iarp}^{т.м}} x_{i24}^{[н.о]} + b_i^* \sum_{j=24}^{j=1} x_{ij}^{н.о} h_j.$$

Отсюда следует, что величина $B_i^{x,x}$ учитывается точно для целого числа находящихся в работе агрегатов $n_i^{н.о}$. В случае же нецелочисленного решения лишь по последнему агрегату расход холостого хода определяется с некоторой погрешностью. Аналогично этому в модели и для состояния с остановом оборудования точно учитывается величина B_i^{xx} для целого числа агрегатов n_{ij}^0 . Чем больше агрегатов в каждой из групп модели, тем меньше абсолютная и относительная величина погрешности в определении общего расхода (затрат) топлива по ЭЭС.

При оптимизации достаточно крупных энергообъединений с группами, включающими в себя 4–6 и больше агрегатов, эта погрешность (учитывая степень точности исходной информации на перспективный период) не может оказать принципиального влияния на результаты расчета по выбору структуры ЭЭС. По гидростанциям в модели с помощью аналогич-

ных, предложенных в [3] приемов (для сокращения изложения они подробно не рассматриваются), основанных на кусочно-линейной аппроксимации выпуклых функций, представляется возможным в определенной мере учесть нелинейность зависимости затрат и выработки энергии от установленной мощности ГЭС. Выпуклая функция путем разбиения ее на ряд прямых отрезков представляется в виде ломаной линии. При этом выполняется условие, в соответствии с которым оптимизация в пределах следующего отрезка ломаной линии может осуществляться лишь после учета всех затрат и выработки энергии ГЭС, отвечающих предыдущим отрезкам ломаной линии.

Решение об эффективности ввода ГАЭС и выбор режима их работы осуществляется на основе сопоставления дополнительных затрат на выработку энергии электростанциями, обеспечивающими заряд ГАЭС с этой экономией постоянных и топливных затрат, которая достигается за счет использования ГАЭС в пиковых зонах графика нагрузки. Принятый способ оптимизации ВЛ позволяет детально учесть режим перетоков, обеспечивая получение суточного графика использования линий электропередачи. Результаты оптимизации режима ЭЭС по каждому характерному суточному графику нагрузки за различные сезоны года распространяются на весь период, охватываемый данным сезоном, и таким образом по совокупности всех суточных графиков (сезонов) определяется годовой режим ЭЭС.

При включении в модель, например, 4 графиков могут быть рассмотрены среднерабочие и средневыходные зимние и летние дни; при 6 графиках к ним добавляются характерные сутки за период половодья и т. д. Принципиально может быть рассмотрено любое количество характерных суточных графиков, и результаты оптимизации тем точнее, чем больше их число. Однако при этом необходимо считаться с целесообразной и предельно допустимой по параметрам существующих программ и ЭВМ размерностью задачи.

Имеющийся опыт проектирования ЭЭС показывает, что при использовании любых методов расчета достаточно надежные результаты по определению годового режима дает рассмотрение 6—8 характерных суточных графиков, охватывающих основные сезоны года. При использовании ЭВМ среднего класса (БЭСМ-4, М-220 и т. п.) в задачах по выбору структуры крупных энергообъединений целесообразным с точки зрения размерности модели и точности результатов оптимизации следует считать рассмотрение 4—6 суточных графиков, а при переходе на машины более высокого класса (БЭСМ-6) — до 6—8 суточных графиков. Аналогично этому существует целесообразное по размерности и результатам оптимизации количество зон, на которые следует разбивать график нагрузки. Как показывает опыт расчетов с помощью предлагаемой модели, для средних условий может быть рекомендована разбивка на 8—12 зон (с неравными интервалами — в целях повышения точности определения режима пиковых ЭС — более частыми в верхних зонах графика и укрупнением интервалов в остальных его зонах). Ввиду большой значимости графика зимнего рабочего дня он должен разбиваться на большее число зон (например, 12—14), а графики остальных сезонов и выходных дней могут разбиваться на 8—10 зон.

Оптимизация суточного режима осуществляется в модели с учетом определяемых из выражений (30), (31) Приложения масштабных коэффициентов t_r , отвечающих сезонной потребности ЭЭС в электроэнергии.

Метод формулировки, помимо отмеченных выше преимуществ (одним из наиболее важных является возможность учета непосредственно в процессе выбора структуры ЭЭС технических ограничений по использованию

ЭС в суточном графике) позволяет также отразить в результатах оптимизации недельные и сезонные изменения в условиях сведения электробаланса системы, связанные с неравномерностью режима электропотребления и проведением ремонтов оборудования. Предлагаемая модель была экспериментально проверена и получила практическое использование. В частности, на указанной модели с помощью ЭВМ типа М-220 были выполнены расчеты по оптимизации структуры ОЭС одного района (при статической постановке задачи и рассмотрении 4 характерных суточных графиков нагрузки за различные сезоны года с разбивкой их в среднем на 10–12 зон модель включала в себя 88 уравнений и 352 неизвестных, при динамической постановке задачи с рассмотрением двух расчетных уровней развития ОЭС и разбивкой графиков в среднем на 8–10 зон размерность модели составила 142 уравнения и 524 неизвестных).

Практические расчеты подтвердили работоспособность предлагаемой модификации линейной модели, выполнение заложенных в ней условий, правильность учета основных экономических связей и технических ограничений. Можно рекомендовать данную модель в качестве эффективного инструмента для решения общих задач перспективного проектирования крупных энергообъединений, а также более частных вопросов.

ПРИЛОЖЕНИЕ

В целях сокращения описания модели опущен ряд условий, носящих вспомогательный характер (таких, как учет резервов и ремонтов, длительного регулирования по условиям системы энергоотдачи ГЭС и распределения лимитированных энергоресурсов, оптимизации использования перегрузочной мощности блоков КЭС и т. д.).

УСЛОВНЫЕ ОБОЗНАЧЕНИЯ

1. Общие: i — номер электростанции; j — номер зоны суточного графика нагрузки; f — номер энергетического узла; μ — номер характерных суток, рассматриваемых в модели; t — номер года или уровня рассматриваемого периода развития ЭЭС, $t = 1, 2, \dots, T$; h_j — продолжительность зоны j -го суточного графика нагрузки; τ_n — число расчетных суток, на которые распространяются результаты оптимизации по зоне j -го характерного суточного графика μ ; p_j — нагрузка зоны j .

2. Обозначения оптимизируемых переменных величин: $x_{ij}^{\overline{H.O.}}$ — мощность агрегатов КЭС, не останавливаемых на ночь, при работе их в базисной зоне на $N^{т.м.}$; $x_{ij}^{п.о.}$ — мощность агрегатов КЭС, не останавливаемых на ночь, соответствующая догрузка агрегатов от $N^{т.м.}$ до $N^{ном.}$; $x_{ij}^{тп}$, $x_{ij}^{кр}$ — мощность ТЭЦ соответственно при работе по тепловому графику и в конденсационном режиме; $x_{ij}^{АЭС}$ — мощность АЭС; $x_{ij}^{ГЭС}$ — мощность ГЭС; $x_{ij}^{турб}$ — мощность ГАЭС при работе в турбинном режиме; $x_{ij}^{р.нас}$ — мощность ГАЭС при работе в насосном режиме продолжительностью $(h_j - h_{j-1})$ часов; $x_{ff'}^{нов}$ — вновь вводимая пропускная способность ВЛ между узлами f и f' , $x_{jff'}^r$, $x_{jff'}^r$ — суммарный часовой переток мощности из узла f в узел f' и обратно.

3. Параметры энергообъектов: $N_i^{уст}$ — установленная мощность электростанции; $N_i^{к.р.}$, $N_i^{т.р.}$ — мощность капитального и текущего ремонта оборудования ЭС; $N_i^{уч}$ — мощность участия электростанции; $N_{i\text{ агp}}^{ном}$ — номи-

нальная мощность агрегата КЭС; $N_{i \text{ агp}}^{\text{т.м}}$ — технический минимум нагрузки агрегата; $n_i^{\text{н.о}}$ — число агрегатов КЭС, не останавливаемых на ночь; $v_i^{\text{наб}}$ — допустимая скорость набора нагрузки ЭС; $N_i^{\text{тп}}$ — мощность участия ТЭЦ в ночные часы при работе по тепловому графику; $\Delta N_i^{\text{роу}}$ — величина допустимого снижения нагрузки ТЭЦ при редуцировании пара через РОУ; $h_i^{\text{турб}}$ — среднесуточное число часов использования мощности ГАЭС при работе в турбинном режиме; $p_{ij}^{\text{сущ}}$ — пропускная способность существующих ВЛ между узлами i и j .

4. Экономические показатели энергообъектов: $a_i^{\text{т}}$ — стоимость топлива на электростанции; $B_{i \text{ агp}}^{\text{х.х}}$ — расход холостого хода агрегата КЭС; $B_{ij \text{ агp}}^{\text{н.о}} = f(\tau_j^{\text{пp}} = 24 - h_j)$ — расход на пуск-останов агрегата; $b_i^{\text{н}}$ — относительный прирост расхода топлива; $b_i^{\text{т.п}}$ — средний удельный расход топлива на ТЭЦ; $S_i^{\text{АЭС}}$ — топливная составляющая затрат на выработку энергии АЭС; C_{ij} — удельные затраты на 1 кВт мощности объекта i , размещаемого в зоне суточного графика нагрузки j (коэффициент функционала); $C_{ij}^{\text{т}}$ — топливная составляющая коэффициента функционала; $C_i^{\text{н}}$ — составляющая коэффициента функционала, зависящая от затрат на мощность объекта.

5. Коэффициенты при неизвестных: α_i — коэффициент связи между мощностью $N_i^{\text{т.м}}$ и $N_i^{\text{ном}}$ агрегата; $\alpha_i^{\text{ст}}$ — то же для КЭС в целом; $\alpha_i^{\text{тп}}$ — коэффициент связи между мощностью ТЭЦ на тепловом потреблении и конденсационной мощности ТЭЦ; $\alpha^{\text{п}}$ — относительная величина допустимой разгрузки АЭС в ночные часы; $\eta^{\text{ГАЭС}}$ — коэффициент полезного действия ГАЭС; $\lambda^{\text{нас}}$ — отношение мощности ГАЭС в насосном и турбинном режимах; φ — коэффициент потерь мощности в ВЛ; $q_{\mu}^{\text{сез}}$ — коэффициент неравномерности режима электропотребления сезона, характеризующего сутками μ .

МАТЕМАТИЧЕСКОЕ ОПИСАНИЕ МОДЕЛИ ДЛЯ ВЫБОРА СТРУКТУРЫ ЭЭС

1. Зависимости, используемые при описании суточного режима КЭС:

а) ограничение суммарной мощности

$$\sum_j x_{ij}^{\text{н.о}} + \sum_j x_{ij}^0 \leq N_i^{\text{уст}}, N_i^{\text{уч}}; \quad (1)$$

б) связь мощности в базисной зоне, соответствующей техническому минимуму, с догрузкой до номинальной мощности

$$- \alpha_i x_{i24}^{\text{н.о}} + \sum_{j=24}^{j=1} x_{ij}^{\text{н.о}} \leq 0, \quad (2)$$

где

$$\alpha_i = \frac{N_{i \text{ агp}}^{\text{ном}} - N_{i \text{ агp}}^{\text{т.м}}}{N_{i \text{ агp}}^{\text{т.м}}}; \quad (3)$$

в) задание технического минимума КЭС по числу агрегатов, работающих без останова оборудования:

для существующих КЭС

$$x_{i24} \geq n_i^{\text{н.о}} N_{i \text{ агp}}^{\text{т.м}}; \quad (4)$$

для новых КЭС

$$-\alpha_i^{\text{CT}} x_{i24}^{\overline{\text{H.O}}} + \sum_{j=24}^{j=1} x_{ij}^{\text{H.O}} + \sum_j x_{ij}^0 \leq 0, \quad (5)$$

где

$$\alpha_i^{\text{CT}} = \frac{(N_{\text{ia rp}}^{\text{HOM}} - N_{\text{ia rp}}^{\text{T.M}}) n_i}{N_{\text{ia rp}}^{\text{T.M}} n_i^{\text{H.O}}}; \quad (6)$$

г) ограничение числа агрегатов, останавливаемых на ночь

$$\sum_j x_{ij}^0 \leq N_{\text{ia rp}}^{\text{HOM}} n_i^0; \quad (7)$$

д) ограничение скорости набора нагрузки данной группы агрегатов в течение часа

$$x_{ij} < v_i^{\text{наб}} 60. \quad (8)$$

2. Зависимости, используемые при описании суточного режима ТЭЦ, АЭС и ГЭС:

а) ограничение суммарной мощности ЭС

$$\sum_j x_{ij}^{\text{ТЭЦ}}, \sum_j x_{ij}^{\text{АЭС}}, \sum_j x_{ij}^{\text{ГЭС}} \leq N_i^{\text{уст}}, N_i^{\text{уч}}; \quad (9)$$

б) ограничения снижения нагрузки ТЭЦ при использовании РОУ

$$x_{i24}^{\text{TP}} \geq N_i^{\text{TP}} - \Delta N_i^{\text{POY}}; \quad (10)$$

в) ограничение мощности ТЭЦ при работе в конденсационном режиме

$$-\alpha_i^{\text{TP}} \sum_j x_{ij}^{\text{TP}} + \sum_j x_{ij}^{\text{KP}} \leq 0; \quad (11)$$

г) ограничение глубины разгрузки для вновь вводимых АЭС

$$(1 - \alpha^p) x_{i24}^{\text{АЭС}} - \alpha^p \sum_{j=23}^{j=1} x_{ij}^{\text{АЭС}} \leq 0; \quad (12)$$

д) ограничение суточного ресурса выработки энергии ГЭС

$$\sum_j x_{ij}^{\text{ГЭС}} h_j \leq \mathcal{E}_i^{\text{ГЭС}}. \quad (13)$$

3. Зависимости, используемые при описании суточного режима ГАЭС:

а) баланс зон графика с учетом мощности заряда ГАЭС

$$\sum_i x_{ij} + x_{ij+1}^{\text{ч.нас}} - x_{ij}^{\text{ч.нас}} \geq P_j; \quad (14)$$

б) ограничение суточной выработки энергии ГАЭС

$$\sum_j x_{ij}^{\text{турб}} \frac{h_j}{\eta_{\text{ГАЭС}}} - \sum_j x_{ij}^{\text{ч.нас}} (h_j - h_{j-1}) \leq 0; \quad (15)$$

в) уравнение связи мощностей ГАЭС при работе в турбинном и насосном режимах

$$-\lambda_i^{\text{нас}} \sum_j x_{ij}^{\text{турб}} + x_{ij}^{\text{ч.нас}} \leq 0; \quad (16)$$

6. Особенности формулировки оптимизационного варианта модели.
Общий вид динамического экономического критерия

$$Z_T = E_{пп} \sum_{t=2}^{T-1} Z_t (1 + E_{пп})^{T-t} + Z_{T+1}, \quad (28)$$

где

$$Z_t = E_{пп} K_{t-1}^c + I_t, \quad K_{t-1}^c = \sum_{i=1}^t K_i. \quad (29)$$

Расчет коэффициентов функционала:

а) выражение для C^T с учетом продолжительности использования за сезон

$$C_{ij\mu}^{T \text{ сез}} = q_{\mu}^{\text{сез}} \tau_{\mu} C_{ij\mu}^T; \quad (30)$$

б) то же при рассмотрении числа характерных суток в году менее четырех

$$C_{ij\mu}^{T \text{ сез}} = \tau_{\mu} C_{ij\mu}^T; \quad (31)$$

в) полное значение коэффициентов функционала

$$C_{ij\mu t} = E_{пп} (C_i^N + C_{ij\mu t}^{T \text{ сез}}) (1 + E_{пп})^{T-t}, \quad (32)$$

$$C_{ij\mu T} = C_i^N + C_{ij\mu T}^{T \text{ сез}}. \quad (33)$$

Условие связи мощности ЭС в зимний рабочий день с мощностью в другие характерные сутки

$$- \gamma_{i\mu}^{YЧ} \sum_j x_{ij \text{ з.р.д}} + \sum_j x_{ij\mu} \leq 0, \quad (34)$$

$$\gamma_{i\mu}^{YЧ} = \frac{N_i^{YЧ} - N_{i\mu}^{K.P} - N_{i\mu}^{T.P}}{N_i^{YЧ}}. \quad (35)$$

Условие связи мощности ЭС в зимний рабочий день на смежных уровнях развития ЭЭС

$$- \sum_j x_{ij \text{ з.р.д}(t+1)} + \sum_j x_{ij \text{ з.р.д} t} \leq 0. \quad (36)$$

ЛИТЕРАТУРА

1. А. С. Макарова, И. С. Ефимова, Г. В. Агафонов, А. Н. Зейлигер, Л. Д. Хабачев, М. А. Чернин, Е. А. Волкова, В. С. Шарыгин. Области применения и опыт использования линейных математических моделей электроэнергетических систем (ЭЭС). В сб. Математические модели для оптимизации развития электроэнергетических систем. Иркутск, 1972.
2. М. А. Чернин, В. С. Шарыгин. Усовершенствование линейной модели для выбора структуры энергосистемы на основе принципа позонной оптимизации конечных значений искомых параметров. М., «Энергия», 1971.
3. 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.

Поступила в редакцию
19 III 1971