

Ep. 6.7  
580

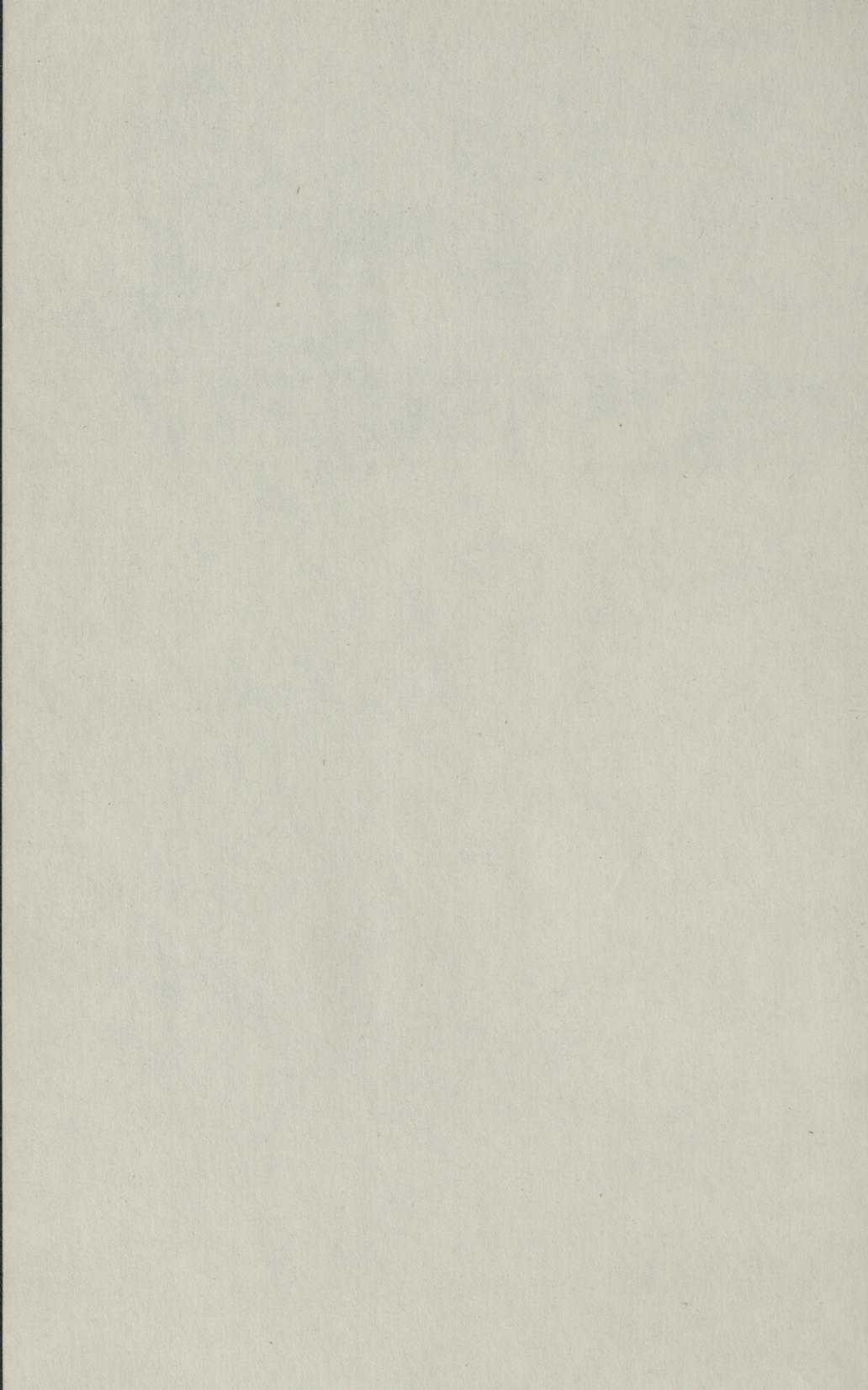
ISSN 0136-3549  
0320-354X

TALLINNA  
POLÜTEHNILISE INSTITUUDI  
TOIMETISED

580  
ТРУДЫ ТАЛЛИНСКОГО  
ПОЛИТЕХНИЧЕСКОГО  
ИНСТИТУТА

**ТРИ**  
**'84**

ВОПРОСЫ  
СТОХАСТИЧЕСКОГО УПРАВЛЕНИЯ  
РЕЖИМАМИ  
ЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ СИСТЕМ



Ep. 6.7

580

TALLINNA POLÜTEHNILISE INSTITUUDI TOIMETISED

TR  
'84

ТРУДЫ ТАЛЛИНСКОГО ПОЛИТЕХНИЧЕСКОГО ИНСТИТУТА

УДК 621,311

ВОПРОСЫ  
СТОХАСТИЧЕСКОГО  
УПРАВЛЕНИЯ  
РЕЖИМАМИ  
ЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ  
СИСТЕМ

Энергетические системы XI

Таллин 1984



ТАЛЛИНСКИЙ ПОЛИТЕХНИЧЕСКИЙ ИНСТИТУТ  
Труды ТПИ № 580.

ВОПРОСЫ СТОХАСТИЧЕСКОГО УПРАВЛЕНИЯ  
РЕЖИМАМИ ЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ СИСТЕМ.  
Энергетические системы XI.

На русском языке.

Редактор Р. Ойдрам.

Техн. ред. М. Тамме.

Сборник утвержден коллегией Трудов ТПИ 30.03.84.

Подписано к печати 12.10.84.

МВ-08121.

Формат 80x90/16. Печ. л. 5,5 + 0,25 прилож. Уч.-изд. л. 4,5.

Тираж 450.

Зах № 531.

Цена 70 коп.

Таллинский политехнический институт, 200026 Таллин,

Эхитаяте тез, 5.

Ротапринт ТПИ, 200006 Таллин, Коскла, 2/8.



Таллинский политехнический институт, 1984.

М.Х. Валдма, А.Л. Лейсалу, К.Ю. Мёллер,  
Х.-Э.И. Таммоя

### МЕТОДИКА КОМПЛЕКСНОЙ ОПТИМИЗАЦИИ РЕЖИМОВ ТЕПЛОЭЛЕКТРОЦЕНТРАЛЕЙ С УЧЕТОМ ВЕРОЯТНОСТНОЙ ИНФОРМАЦИИ

Оптимизация внутростанционных режимов теплоэлектроцентрали (ТЭЦ) является важной и сложной задачей диспетчерского управления режимами энергосистем (ЭС). Эта задача решается в отдельности для каждой ТЭЦ.

Кроме самой оптимизации режимов ТЭЦ, необходимо на основе расчетов оптимальных режимов станции определить эквивалентные вход-выход характеристики (ВВХ) ТЭЦ, используемые при решении различных задач оптимизации в масштабе ЭС. Расчеты оптимальных режимов ТЭЦ необходимо провести также для определения нормативных показателей режима станции для оценки экономичности режимов и для ряда других задач анализа и планирования. Поэтому рассматриваемая задача является одной из важнейших задач для обеспечения экономичности режимов ТЭЦ и ЭС в целом [1].

Разработке методов и алгоритмов решения задачи оптимизации режимов ТЭЦ посвящено много работ. Исследования в этом направлении ведутся в ряде организаций, как ВНИИЭ и ВЦ ГТУ Минэнерго, МЭИ, ИНЭУМ, ЭНИН, ЛПИ, Мосэнерго, Донтехэнерго. Большую работу по оптимизации режимов ТЭЦ ведет ЦДУ ЕЭС СССР, в том числе и по сопоставлению разных программы оптимизации [2].

Однако существующие методики и алгоритмы оптимизации режимов ТЭЦ не являются еще достаточно современными. Методика оптимизации режимов ТЭЦ недостаточно разработана в части комплексной оптимизации распределения тепловых и электрической нагрузок между агрегатами ТЭЦ, корректирова-

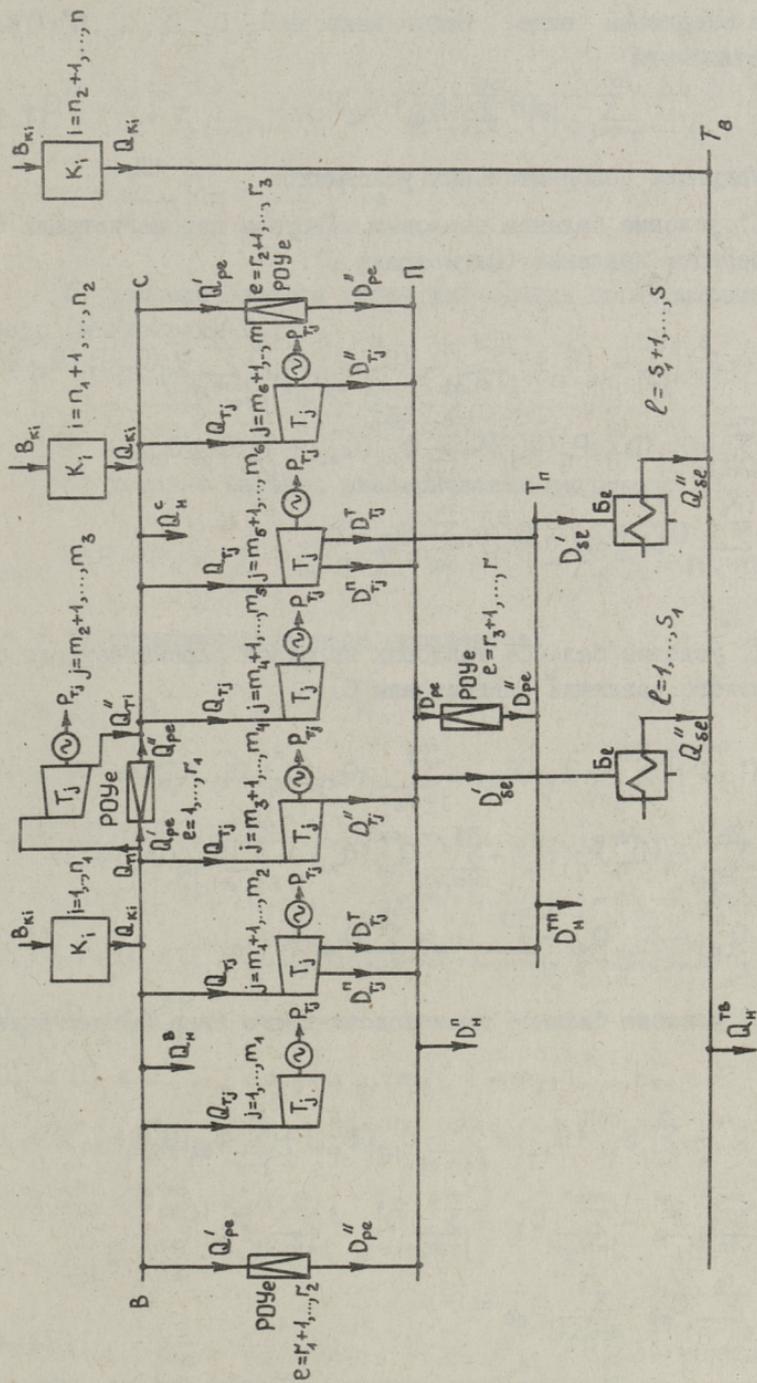
ния характеристик агрегатов, учета расхода на собственные нужды (СН) и по некоторым другим вопросам. Существенным недостатком большинства работ является обстоятельство, что в них задача оптимизации режимов ТЭЦ рассматривается только в детерминированном виде, т.е. в предположении наличия полной исходной информации и точной реализации рассчитанных режимов. Однако в действительности оптимизация режимов производится в условиях неполной информации, поэтому использование детерминистических методов оптимизации является часто мало эффективным [3]. Впервые неполнота информации учтена в методике и программе ОПТЭС-1 [4, 5]. Излагаемая методика оптимизации режимов ТЭЦ представляет собой дальнейшее развитие методики ОПТЭС-1.

В статье приводятся постановка задачи, условия оптимальности и описание методики оптимизации режимов сложной ТЭЦ с непосредственным использованием диаграмм режимов турбоагрегатов, с учетом СН, ограничений по пропускным способностям паропроводов, потерь из-за дросселирования пара в регулирующих клапанах турбин и вероятностной информации о случайных отклонениях параметров режима ТЭЦ. Некоторые принципы разработки, излагаемой методики изложены в [6].

### 1. Детерминированная постановка задачи оптимизации режимов

Рассмотрим задачу оптимизации режимов сложной ТЭЦ, имеющей поперечные связи по пару и горячей воде (фиг. 1). Целью является определение таких тепловых нагрузок котлов, турбоагрегатов, редуционно-охлаждающих устройств (РОУ) и бойлерных установок (БУ), а также электрических нагрузок турбоагрегатов, при которых суммарный расход условного топлива будет минимальным. При этом заданными считаются состав работающего оборудования, технологическая схема станции, ВВХ котлов, турбоагрегатов, агрегатов собственных нужд, РОУ и БУ, а также тепловые нагрузки и электрическая нагрузка ТЭЦ.

Предполагая, что к моменту оптимизации режимов имеется точная детерминированная информация о всех исходных



Фиг. 1. Технологическая схема ТЭЦ.

данных задачи, можно задачу оптимизации режимов ТЭЦ поставить в следующем виде: найти векторы  $Q_k, D_T^n, D_T^T, Q_p'', D_p'', Q_\delta'', P_T$ , обеспечивающие

$$\min \sum_{i=1}^n B_{ki}(Q_{ki}) \quad (I.1)$$

при следующих дополнительных условиях:

1) условие баланса тепловых нагрузок паромagистрaли более высокого давления (магистрaли В):

$$\begin{aligned} \delta Q^B = (1 + \gamma^B) & \left[ \sum_{j=1}^{m_1} Q_{Tj}(P_{Tj}) + \sum_{j=m_4+1}^{m_2} Q_{Tj}(D_{Tj}^n, D_{Tj}^T, P_{Tj}) + \sum_{j=m_2+1}^{m_3} Q_{Tj}(Q_{Tj}'', P_{Tj}(Q_{Tj}'')) + \right. \\ & + \sum_{j=m_3+1}^{m_4} Q_{Tj}(D_{Tj}'', P_{Tj}(D_{Tj}'')) + \sum_{i=1}^{n_1} Q_{ki}^{снВ}(Q_{ki}) + \sum_{e=1}^{r_1} Q'_{pe}(Q''_{pe}) + \\ & \left. + \sum_{e=r_1+1}^{r_2} Q'_{pe}(D''_{pe}) + Q_H^B \right] - \sum_{i=1}^{n_1} Q_{ki} = 0, \end{aligned} \quad (I.2)$$

2) условие баланса тепловых нагрузок паромagистрaли более низкого давления (магистрaли С):

$$\begin{aligned} \delta Q^C = (1 + \gamma^C) & \left[ \sum_{j=m_4+1}^{m_5} Q_{Tj}(P_{Tj}) + \sum_{j=m_5+1}^{m_6} Q_{Tj}(D_{Tj}^n, D_{Tj}^T, P_{Tj}) + \right. \\ & + \sum_{j=m_6+1}^m Q_{Tj}(D_{Tj}'', P_{Tj}(D_{Tj}'')) + \sum_{i=n_1+1}^{n_2} Q_{ki}^{снС}(Q_{ki}) + \sum_{e=r_2+1}^{r_3} Q'_{pe}(D''_{pe}) + \\ & \left. + Q_H^C \right] - \sum_{i=n_1+1}^{n_2} Q_{ki} - \sum_{j=m_2+1}^{m_3} Q_{Tj}'' - \sum_{e=1}^{r_1} Q_{pe} = 0, \end{aligned} \quad (I.3)$$

3) условие баланса производственного пара (магистрaли П):

$$\begin{aligned} \delta D^П = D_n^n + \sum_{i=1}^n D_{ki}^{снП}(Q_{ki}) + \sum_{e=r_3+1}^r D'_{pe}(D''_{pe}) + \sum_{l=1}^{s_1} D'_{\delta l}(Q''_{\delta l}) - \\ - \sum_{j=m_1+1}^{m_2} D_{Tj}^n - \sum_{j=m_3+1}^{m_4} D_{Tj}'' - \sum_{j=m_5+1}^{m_6} D_{Tj}'' - \sum_{j=m_6+1}^m D_{Tj}'' - \\ - \sum_{e=r_1+1}^{r_2} D''_{pe} - \sum_{e=r_2+1}^{r_3} D''_{pe} = 0, \end{aligned} \quad (I.4)$$

4) условие баланса теплофикационного пара (магистралей  $T_{II}$ ):

$$\delta D^{Tn} = D_{Hn}^{Tn} + \sum_{\ell=s_1+1}^s D'_{\delta\ell} (Q''_{\delta\ell}) + \sum_{i=1}^n D_{ki}^{снт} (Q_{ki}) - \sum_{j=m_1+1}^{m_2} D_{Tj}^T - \sum_{j=m_5+1}^{m_6} D_{Tj}^T - \sum_{e=r_3+1}^r D_{pe} = 0, \quad (I.5)$$

5) условие баланса тепла магистрали теплофикационной воды (магистралей  $T_B$ ):

$$\delta Q^{Tb} = Q_{Hn}^{Tb} - \sum_{\ell=1}^s Q''_{\delta\ell} - \sum_{i=n_2+1}^n Q_{ki} = 0, \quad (I.6)$$

6) условие баланса электрических нагрузок:

$$\delta P = P_H + \sum_{i=1}^n P_{ki}^{сн} + \sum_{j=1}^m P_{Tj}^{сн} + P_0^{сн} - \sum_{j=1}^m P_{Tj} = 0, \quad (I.7)$$

7) ограничения в виде неравенств:

$$Q_{ki}^- \leq Q_{ki} \leq Q_{ki}^+, \quad i = 1, \dots, n, \quad (I.8)$$

$$P_{Tj}^- \leq P_{Tj} \leq P_{Tj}^+, \quad j = 1, \dots, m_1, \quad j = m_4+1, \dots, m_5, \quad (I.9)$$

$$P_{Tj}^-(D_{Tj}^n, D_{Tj}^T) \leq P_{Tj} \leq P_{Tj}^+(D_{Tj}^n, D_{Tj}^T), \quad j = m_1+1, \dots, m_2, \quad j = m_5+1, \dots, m_6, \quad (I.10)$$

$$D_{Tj}^T(P_{Tj}) D_T \leq D_{Tj}^{T+}(P_{Tj}, D_{Tj}^n), \quad j = m_1+1, \dots, m_2, \quad j = m_5+1, \dots, m_6, \quad (I.11)$$

$$D_{Tj}^{n-}(P_{Tj}) \leq D_{Tj}^n \leq D_{Tj}^{n+}(P_{Tj}, D_{Tj}^T), \quad j = m_1+1, \dots, m_2, \quad j = m_5+1, \dots, m_6, \quad (I.12)$$

$$Q_{Tj}^{''-} \leq Q_{Tj} \leq Q_{Tj}^{''+}, \quad j = m_2+1, \dots, m_3, \quad (I.13)$$

$$D_{Tj}^{''-} \leq D_{Tj} \leq D_{Tj}^{''+}, \quad j = m_3+1, \dots, m_4, \quad j = m_6+1, \dots, m, \quad (I.14)$$

$$0 \leq Q_{pe}'' \leq Q_{pe}^{''+}, \quad e = 1, \dots, r_1, \quad (I.15)$$

$$0 \leq D_{pe}'' \leq D_{pe}^{''+}, \quad e = r_1+1, \dots, r, \quad (I.16)$$

$$0 \leq Q_{\delta\ell}'' \leq Q_{\delta\ell}^{''+}, \quad \ell = 1, \dots, s, \quad (I.17)$$

где  $Q_{ki}$ ,  $V_{ki}$ ,  $Q_{ki}^{снв}$ ,  $Q_{ki}^{снс}$ ,  $D_{ki}^{снп}$ ,  $D_{ki}^{снтп}$ ,  $P_{ki}^{сн}$  - тепловая нагрузка, расход топлива, расход теплоты на СН из магистрали

В, то же из магистрали С, расход пара на СН из магистрали П, то же из магистрали  $T_{II}$  и электрическая нагрузка СН  $i$ -го котла,  $Q_{Tj}, D_{Tj}^n, D_{Tj}^r, P_{Tj}, P_{Tj}^{CH}$  - расход теплоты на входе, производственный отбор пара, теплофикационный отбор пара, электрическая нагрузка и нагрузка СН  $j$ -го турбоагрегата,  $Q_{Tj}''$  - расход теплоты на выходе  $j$ -й турбины с противодавлением,  $Q_{pe}', Q_{pe}''$  - расходы теплоты на входе и выходы  $e$ -го РОУ,  $D_{pe}'', Q_{pe}''$  - расход пара на выходе  $e$ -го РОУ,  $D_{\delta l}', Q_{\delta l}''$  - расход пара на входе и расход теплоты на выходе  $l$ -го БУ,  $Q_n^B, Q_n^C, Q_n^{T_B}$  - тепловые нагрузки паромангалрей В, С и  $T_B$ ,  $D_n^r, D_n^{T_{II}}$  - паровые нагрузки мангалрей П и  $T_{II}$  (отпуск пара из мангалрей П и  $T_{II}$ ),  $P_n$  - электрическая нагрузка ТЭЦ,  $P_o^{CH}$  - обштанционные СН,  $\gamma^B, \gamma^C$  доли потерь теплоты мангалрей В и С,  $x^-, x^+$  - минимальное и максимальное допустимые значения параметра  $x$ ,  $Q_k, D_T^r, D_T^r, Q_T'', P_T, Q_p'', D_p'', Q_5''$  - соответствующие векторы нагрузок котлов, турбоагрегатов, РОУ и БУ.

При этом индексы или номера агрегатов показывают вид и место нахождения оборудования в технологической схеме: 1) индексы котлов:  $I, \dots, n_1$  - котлы мангалрей В,  $n_1+1, \dots, n_2$  - котлы мангалрей С,  $n_2+1, \dots, n$  - водогрейные котлы, 2) индексы турбоагрегатов:  $I, \dots, m_1$  - конденсационные турбоагрегаты мангалрей В,  $m_1+1, \dots, m_2$  - теплофикационные турбоагрегаты мангалрей В,  $m_2+1, \dots, m_3$  - турбины с противодавлением между мангалреями В и С,  $m_3+1, \dots, m_4$  - турбины с противодавлением между мангалреями В и П,  $m_4+1, \dots, m_5$  - конденсационные турбоагрегаты мангалрей С,  $m_5+1, \dots, m_6$  - теплофикационные турбоагрегаты мангалрей С,  $m_6+1, \dots, m$  - турбины с противодавлением, между мангалреями С и П, 3) индексы РОУ:  $I, \dots, r_1$  - РОУ между мангалреями В и С,  $r_1+1, \dots, r_2$  - РОУ между мангалреями В и П,  $r_2+1, \dots, r_3$  - РОУ между мангалреями С и П,  $r_3+1, \dots, r$  - РОУ между мангалреями П и  $T_{II}$ , 4) индексы БУ:  $I, \dots, s_1$  - БУ между мангалреями П и  $T_B$ ,  $s_1+1, \dots, s$  - БУ между мангалреями  $T_{II}$  и  $T_B$ .

Для простоты в данной постановке задачи не учтены ограничения по пропускным способностям паромангалрей, однако методика учета указанных ограничений будет рассматриваться ниже.

Чтобы решить указанную задачу, должны быть заданы:

1) расходные характеристики (РХ) или характеристики относительных приростов (ХОП) котлоагрегатов -  $B_{ki}(Q_{ki})$  или  $b_{ki}(Q_{ki})$ , где  $b_{ki} = \partial B_{ki} / \partial Q_{ki}$ ,

2) характеристики собственных нужд (ХСН) котлоагрегатов  $Q_{ki}^{снB}(Q_{ki})$ ,  $Q_{ki}^{снC}(Q_{ki})$ ,  $D_{ki}^{снП}(Q_{ki})$ ,  $D_{ki}^{снТп}(Q_{ki})$ ,  $P_{ki}^{сн}(Q_{ki})$ ,

3) РХ конденсационных турбоагрегатов -  $Q_{Tj}(P_{Tj})$ ,

4) диаграммы режимов теплофикационных турбоагрегатов -  $Q_{Tj}(D_{Tj}^n, D_{Tj}^T, P_{Tj})$ ,

5) диаграммы режимов турбин с противодавлением -  $Q_{Tj}(Q''_{Tj}, P_{Tj}(Q''_{Tj}))$ ,  $Q_{Tj}(D''_{Tj}, P_{Tj}(D''_{Tj}))$ ,

6) РХ РОУ -  $Q'_{pe}(Q''_{pe})$ ,  $Q'_{pe}(D''_{pe})$ ,  $D'_{pe}(D''_{pe})$ ,

7) РХ БУ -  $D'_{\delta\ell}(Q''_{\delta\ell})$ ,

8) ХСН турбоагрегатов -  $P_{Tj}^{сн}(P_{Tj})$ ,

9) тепловые нагрузки магистралей -  $Q_n^B, Q_n^C, Q_n^{TB}, D_n^n, D_n^T$ ,

10) доли тепловых потерь паромангалей -  $\gamma^B, \gamma^C$ .

Вышеуказанные функции определяют также минимальные и максимальные допустимые значения параметров и их функции, входящие в ограничения (I.8)-(I.17).

Исследование свойств и форм представления характеристик и диаграмм режимов агрегатов показало следующее:

1. РХ котлоагрегатов можно считать непрерывно дифференцируемыми и выпуклыми вниз функциями. Для оптимизации режимов целесообразно вместо РХ задать ХОП котлов в табличном виде.

2. ХСН котлоагрегатов можно с достаточной точностью аппроксимировать выпуклыми вниз полиномами до 2-го порядка.

3. РХ и диаграммы режимов турбоагрегатов целесообразно представить в кусочно-линейном виде, имеющие до 4 точек изгиба. При этом обычно  $Q_{Tj}$  является выпуклой вниз функцией по  $D_{Tj}^n, D_{Tj}^T$  и  $P_{Tj}$ . Кусочно-линейная аппроксимация РХ диаграмм режимов позволяет учитывать точки предоткрытия регулирующих клапанов и свести к минимуму потери теплоты из-за дросселирования пара в клапанах [7, 8, 9]. В пределах

одного клапана регулирования можно диаграмму режимов считать линейной.

4. Диаграммы режимов турбин с противодавлением можно рассматривать как частные случаи диаграмм теплофикационных турбин с одним отбором пара.

5. Характеристики электрических СН турбоагрегатов можно представить в виде выпуклых вниз полиномов до 2-й степени. Характеристики тепловых СН турбоагрегата целесообразно учитывать в РХ и диаграммах режимов турбоагрегатов [10].

## 2. Условия оптимальности

Для задачи (I.1)-(I.17) можно составить следующую функцию Лагранжа:

$$\Phi = \sum_{i=1}^n B_{ki} + \mu^B \delta Q^B + \mu^C \delta Q^C + \lambda^n \delta D^n + \lambda^{Tn} \delta D^{Tn} + \lambda^{TB} \delta Q^{TB} + \varepsilon \delta P, \quad (2.1)$$

где  $\mu^B, \mu^C, \lambda^n, \lambda^{Tn}, \lambda^{TB}, \varepsilon$  - множители Лагранжа.

В функции (2.1) учтены только ограничения в виде уравнений. С помощью указанной функции можно вывести условия оптимальности в различной форме. Основой данной методики приняты следующие условия оптимальности.

I. Условия оптимальной загрузки котлоагрегатов: котлоагрегаты целесообразно загружать на основе принципа равенства их приведенных относительных приростов расхода топлива

$$\mu_{k1} = \dots = \mu_{kn1} = \mu^B, \quad (2.2)$$

$$\mu_{kn+1} = \dots = \mu_{kn2} = \mu^C, \quad (2.3)$$

где

$$\mu_{ki} = \frac{\frac{\partial B_{ki}}{\partial Q_{ki}} + \lambda^n \frac{\partial D_{ki}^{снп}}{\partial Q_{ki}} + \lambda^{Tn} \frac{\partial D_{ki}^{снтп}}{\partial Q_{ki}} + \varepsilon \frac{\partial P_{ki}^{сн}}{\partial Q_{ki}}}{\left(1 - \frac{\partial Q_k^{снв}}{\partial Q_{ki}}\right)}. \quad (2.4)$$

2. Условия оптимальной загрузки турбоагрегатов всех видов электрической нагрузкой: турбоагрегаты целесообразно загружать в порядке возрастания их приведенных относительных приростов  $\varepsilon_{Tj}$ , т.е. в первую очередь загружается агрегат с наименьшим  $\varepsilon_{Tj}$ , где

$$\varepsilon_{Tj} = \frac{\mu^B \frac{\partial Q_{Tj}}{\partial P_{Tj}}}{1 - \frac{\partial P_{Tj}^{CH}}{\partial P_{Tj}}}, \quad j = 1, \dots, m_4, \quad (2.5)$$

$$\varepsilon_{Tj} = \frac{\mu^C \frac{\partial Q_{Tj}}{\partial P_{Tj}}}{1 - \frac{\partial P_{Tj}^{CH}}{\partial P_{Tj}}}, \quad j = m_4 + 1, \dots, m. \quad (2.6)$$

3. Условия оптимальной загрузки турбин и РОУ для покрытия производственной тепловой нагрузки магистрали II: производственные отборы теплофикационных турбин, а также соответствующие турбины с противодавлением и РОУ целесообразно загружать в порядке возрастания их приведенных относительных приростов  $\lambda_{Tj}^n, \lambda_{pe}$ , где

$$\lambda_{Tj}^n = \mu^B \frac{\partial Q_{Tj}}{\partial D_{Tj}^n}, \quad j = m_1 + 1, \dots, m_2, \quad (2.7)$$

$$\lambda_{Tj}^n = \mu^C \frac{\partial Q_{Tj}}{\partial D_{Tj}^n}, \quad j = m_5 + 1, \dots, m_6, \quad (2.8)$$

$$\lambda_{Tj}^n = \mu^B \frac{\partial Q_{Tj}}{\partial D_{Tj}^n}, \quad j = m_3 + 1, \dots, m_4, \quad (2.9)$$

$$\lambda_{Tj}^n = \mu^C \frac{\partial Q_{Tj}}{\partial D_{Tj}^n}, \quad j = m_6 + 1, \dots, m, \quad (2.10)$$

$$\lambda_{pe} = \mu^B \frac{\partial Q'_{pe}}{\partial D''_{pe}}, \quad e = r_1 + 1, \dots, r_2, \quad (2.11)$$

$$\lambda_{pe} = \mu^C \frac{\partial D'_{pe}}{\partial D''_{pe}}, \quad e = r_2 + 1, \dots, r_3. \quad (1.12)$$

4. Условия оптимальной загрузки турбин и РОУ для покрытия теплофикационной нагрузки магистрали T: теплофикационные отборы турбин, а также соответствующие РОУ целесообразно загружать в порядке возрастания их приведенных относительных приростов  $\lambda_{Tj}, \lambda_{pe}$  где

$$\lambda_{Tj}^T = \mu^B \frac{\partial Q_{Tj}}{\partial D_{Tj}^T}, \quad j = m_1+1, \dots, m_2; \quad (2.13)$$

$$\lambda_{Tj}^T = \mu^C \frac{\partial Q_{Tj}}{\partial D_{Tj}^T}, \quad j = m_5+1, \dots, m_6; \quad (2.14)$$

$$\lambda_{pe} = \lambda^n \frac{\partial Q'_{pe}}{\partial D''_{pe}}, \quad e = r_3+1, \dots, r. \quad (2.15)$$

5. Условия оптимальной загрузки турбин с противодавлением и РОУ, включенных между магистралями В и С: указанное оборудование целесообразно загружать на основе следующего условия относительных приростов:

$$\mu^B \frac{\partial Q'_{Tj}}{\partial Q_{Tj}} = \mu^C, \quad j = m_2+1, \dots, m_3; \quad (2.16)$$

$$\mu^B \frac{\partial Q'_{pe}}{\partial Q''_{pe}} = \mu^C, \quad e = 1, \dots, r_1 \quad (2.17)$$

6. Условия оптимальной загрузки БУ и водогрейных котлов: БУ и водогрейные котлы целесообразно загружать на основе принципа равенства их приведенных относительных приростов

$$\mu_{ki} = \lambda^{TB}, \quad i = n_2+1, \dots, n; \quad (2.18)$$

$$\lambda^{Tn} \frac{\partial D'_{\delta l}}{\partial Q''_{\delta l}} = \lambda^{TB}, \quad l = 1, \dots, s_1; \quad (2.19)$$

$$\lambda^n \frac{\partial D'_{\delta l}}{\partial Q''_{\delta l}} = \lambda^{TB}, \quad l = s_1+1, \dots, s. \quad (2.20)$$

где

$$\mu_{ki} = \frac{\partial B_{ki}}{\partial Q_{ki}} + \lambda^n \frac{\partial D_{ki}^{снп}}{\partial Q_{ki}} + \lambda^{Tn} \frac{\partial D_{ki}^{снТn}}{\partial Q_{ki}} + \varepsilon \frac{\partial P_{ki}^{сн}}{\partial Q_{ki}}. \quad (2.21)$$

Для уменьшения потерь дросселирования пара в регулирующих клапанах целесообразно турбины загружать такими нагрузками, при которых РХ и диаграмма режимов турбины имеют изломы. В этих режимах ни один клапан не дросселирует пар. Работу турбин с дросселированием пара можно допускать только в порядке исключения для обеспечения выполнения ограничивающих условий (I.2)-(I.17).

### 3. Корректирование характеристик агрегатов

Расчет и корректирование ВВХ котло- и турбоагрегатов, РОУ, а также характеристик СН (ХСН) предусмотрены для обеспечения исходной информацией задачи оптимизации режимов ТЭЦ. Одновременно корректирование характеристик по вероятностной информации осуществляет учет априорной информации о случайных факторах, воздействующих в технологическом процессе ТЭЦ. Последнее производится пересчетом соответствующих характеристик в плановые приложениям метода плановых характеристик [3] (см. § 4).

Расчет и корректирование ВВХ и ХСН котлоагрегатов производится согласно изложенному в [11].

Нормативные табличные характеристики потерь тепла и ХСН котлоагрегатов  $\dot{y}_i(Q_k)$  корректируются по следующему выражению:

$$y_i(Q_k) = \dot{y}_i(Q_k) \left( 1 + \sum_{h=1}^m k'_{ih} \Delta x_h + \sum_{h=1}^m (k''_{ih} \Delta x_h + k'''_{ih} \Delta x_h^2) \right), \quad (3.1)$$

где отклонение  $h$ -го параметра или функции состояния от нормативного значения

$$\Delta x_h = x_h - \dot{x}_h, \quad (3.2)$$

где  $x_h, \dot{x}_h$  - фактическое и нормативное значения параметра (функции).

В (3.1)  $k'_{ih}, k''_{ih}, k'''_{ih}$  - коэффициенты, корригирующие  $i$ -ю нормативную характеристику по отклонению  $h$ -го параметра или функции состояния котлоагрегата,  $m$  - число учитываемых параметров и функций состояния.

Корректирование диаграмм режимов теплофикационных турбоагрегатов  $Q_T(D_T^I, D_T^J, P_T)$  и турбин с противодавлением  $Q_T(D_T^I, P_T, D_T^I)$  представляет собой весьма сложную задачу и оно решено до настоящего времени лишь частично и приближенно [10].

В описываемой методике предусмотрена возможность корректирования диаграмм режимов и ХСН (электрических) турбоагрегатов в следующем объеме:

1) по отклонению параметров (температура и давление свежего пара) и функций (температура питательной воды и воды за каждым подогревателем, давления производственного и теплофикационного отборов (или соответственно противодавление), температура охлаждающей воды и т.д.) состояния турбоагрегата, при этом коррекция нелинейная;

2) по вероятностной информации об отклонениях, указанных в п. 1 (см. § 4);

3) по вероятностной информации о непредвиденных изменениях нагрузок турбоагрегата (см. § 4).

Коррекция диаграмм режимов по п. 1 и 2 осуществляется соответствующим смещением точек диаграммы режимов.

#### 4. Расчет плановых характеристик агрегатов

Фактически все параметры и функции, входящие в состав исходной информации задачи оптимизации режима ТЭЦ, являются в значительной степени случайными и поэтому их значения невозможно точно предсказать.

Результаты статистического анализа показывают, что среднеквадратические отклонения нагрузок агрегатов ТЭЦ имеют следующие значения: котлоагрегаты -  $\sigma_{\Delta Q_K} = 2,5-12,0 \%$ , турбоагрегаты -  $\sigma_{\Delta P_T} = 1,5-6,0 \%$ ,  $\sigma_{\Delta Q_T} = 11-15 \%$ ,  $\sigma_{\Delta Q_T} = 6,2-7,5 \%$ . Среднеквадратические отклонения параметров и функций состояния агрегатов находятся примерно в таких же пределах. Пренебрежение столь значительными случайными отклонениями параметров и функций обуславливает погрешность в ХОП агрегатов ТЭЦ до 30 %.

Поэтому в описываемой методике учитывается априорная вероятностная информация о случайных отклонениях режимных параметров и функций станции при оптимизации режима ТЭЦ. Для этого соответствующие характеристики пересчитываются в плановые методом плановых характеристик [3].

Плановые характеристики агрегатов вычисляются в два этапа. Сначала определяются такие плановые характеристики, в которых учитывается вероятностная информация о параметрах и функциях состояния агрегатов, например, для потерь тепла и ХСН котлоагрегата:

$$\hat{y}_i(Q_{ki}) = \dot{y}_i(Q_k) + \sum_h \frac{\partial y_i(\cdot)}{\partial \Delta x_h} m_{\Delta x_h} + \frac{1}{2} \sum_h \frac{\partial^2 y_i(\cdot)}{\partial \Delta x_h^2} (\sigma_{\Delta x_h}^2 + m_{\Delta x_h}^2), \quad (4.1)$$

где  $y_i(\cdot)$  определяется по выражению (3.1).

$\sigma_{\Delta x_h}, m_{\Delta x_h}$  - среднеквадратическое отклонение и математическое ожидание  $\Delta x_h$ , определяемого по (3.2).

По аналогичным (4.1) выражениям пересчитываются в плановые диаграммы режимов и ХСН (электрических) турбоагрегатов.

По плановым характеристикам потерь тепла, вычисленным по (4.1), определяется соответствующая плановая табличная РХ котлоагрегата. Последняя аппроксимируется методом наименьших квадратов с проверкой монотонности и выпуклости вниз следующей сплайн-функцией:

$$\hat{B}_k(Q_k) = a_1 + a_2 Q_k + a_3 Q_k^2 + a_4 Q_k^3 + \alpha a_5 (Q_k - Q_k^*)^{a_6}, \quad (4.2)$$

где  $\alpha = 0$ , если  $Q_k < Q_k^*$ ,

$\alpha = 1$ , если  $Q_k \geq Q_k^*$ .

Дифференцирование (4.2) дает соответствующую плановую ХОП котлоагрегата.

На втором этапе вычисляются плановые характеристики, в которых учитывается также вероятностная информация о случайных отклонениях нагрузок агрегатов. Соответствующая плановая ХОП котлоагрегата:

$$\begin{aligned} \bar{b}_k(\bar{Q}_k) = M \hat{b}_k(\tilde{Q}_k) = M \hat{b}_k(\bar{Q}_k + \Delta \tilde{Q}_k) = \hat{b}_k(\bar{Q}_k) + \frac{1}{2} \frac{\partial^2 \hat{b}_k(\bar{Q}_k)}{\partial \bar{Q}_k^2} \sigma_{\Delta \tilde{Q}_k}^2 + \\ + \frac{1}{6} \frac{\partial^3 \hat{b}_k(\bar{Q}_k)}{\partial \bar{Q}_k^3} \sigma_{\Delta \tilde{Q}_k}^3 a_{\Delta \tilde{Q}_k} + \frac{1}{24} \frac{\partial^4 \hat{b}_k(\bar{Q}_k)}{\partial \bar{Q}_k^4} \sigma_{\Delta \tilde{Q}_k}^4 (ex_{\Delta \tilde{Q}_k} + 3), \end{aligned} \quad (4.3)$$

где  $M$  - символ математического ожидания;

$\tilde{Q}_k, \bar{Q}_k, \Delta \tilde{Q}_k$  - фактическое значение, математическое ожидание (плановое значение) и случайное отклонение тепловой нагрузки котлоагрегата;

$a$  - коэффициент асимметрии,  $ex$  - эксцесс.

По формуле, аналогичной (4.3), определяются плановые ХСН, используя для этого два первых слагаемых (4.3).

Плановая диаграмма режимов турбоагрегата имеет следующий принципиальный вид:

$$\bar{Q}_T(\bar{P}_T, \bar{D}_T^{\text{п}}, \bar{D}_T^{\text{т}}) = M \hat{Q}_T(\bar{P}_T + \Delta \tilde{P}_T, \bar{D}_T^{\text{п}} + \Delta \tilde{D}_T^{\text{п}}, \bar{D}_T^{\text{т}} + \Delta \tilde{D}_T^{\text{т}}). \quad (4.4)$$

Поскольку в настоящее время диаграммы режимов турбоагрегатов определяются без учета потерь на дросселирование пара в регулирующих клапанах турбины, то расчет плановых диаграмм режимов в соответствии с (4.4) не представляется возможным. Поэтому учет вероятностной информации о случайных отклонениях нагрузок турбоагрегата производится приближенно - путем корректирования только наиболее выгодных нагрузок турбоагрегата, которые соответствуют точкам излома линий диаграммы режимов.

Новые значения для наиболее выгодных нагрузок турбоагрегата можно определить с помощью эмпирических формул

$$\left. \begin{aligned} \bar{P}_T &= P_T^{\text{э}} - k_1 \sigma_{\Delta P_T}, \\ \bar{D}_T^{\text{т}} &= D_T^{\text{тэ}} - k_2 \sigma_{\Delta D_T^{\text{т}}}, \\ \bar{D}_T^{\text{п}} &= D_T^{\text{пэ}} - k_3 \sigma_{\Delta D_T^{\text{п}}}, \end{aligned} \right\} \quad (4.3)$$

где  $k_1, k_2, k_3$  - коэффициенты ( $k = 0,5 \dots 1,5$ ).

## 5. Описание методики оптимизации режимов

Для определения оптимального режима ТЭЦ и построения ее ВВХ сначала определяется диаграмма оптимальных режимов (ДОР) ТЭЦ, где приводятся оптимальные нагрузки агрегатов и соответствующие показатели режима агрегатов и станции при всех характерных значениях суммарной электрической нагрузки ТЭЦ. При этом характерными считаются минимальные и максимальные допустимые значения нагрузки ТЭЦ, а также те значения нагрузки, при которых все турбоагрегаты работают с наиболее выгодными с точки зрения потерь дросселирования пара нагрузками или при которых ВВХ ТЭЦ имеют ступени или точки изгиба.

Для расчета ДОР задаются состав работающего оборудования, принципиальная технологическая схема станции, тепловые нагрузки ТЭЦ, ХОП котлов, РХ или диаграммы режимов турбоагрегатов, РХ РОУ, БУ и СН, а также информация о пропускных способностях паромagистралей и потерях тепла в магистралах.

Расчет ДОР является циклическим и состоит из следующих основных этапов:

- 1) определение оптимального режима турбинного цеха, включая водогрейные котлы;
- 2) определение оптимального режима котельного цеха.

Расчет оптимального режима турбинного цеха включает:

- 1) определение наименьшего значения электрической нагрузки ТЭЦ, которое можно достичь при соответствующем распределении тепловых нагрузок;
- 2) определение наибольшего значения электрической нагрузки ТЭЦ, при соответствующем распределении тепловых нагрузок между турбоагрегатами и РОУ;
- 3) определение оптимальных режимов турбинного цеха при промежуточных значениях электрической нагрузки ТЭЦ.

Последний этап состоит из следующих шагов:

- 1) открытие очередного клапана регулирования в турбинном цехе, имеющего наименьший относительный прирост по электрической нагрузке (условия (2.5) и (2.6));
- 2) оптимальное загрузеие теплофикационных отборов турбин при заданном составе открытых клапанов регулирования, а также соответствующих РОУ, БУ и водогрейных котлов (по условиям (2.13)-(2.15) и (2.18)-(2.21));
- 3) оптимальное загрузеие производственных отборов турбин при заданном составе открытых клапанов регулирования и соответствующих РОУ (по условиям (2.7)-(2.12));
- 4) определение минимальных и наивыгоднейших с точки зрения потерь дросселирования пара значений электрических нагрузок турбоагрегатов при заданных тепловых нагрузках агрегатов и составе открытых входных клапанов регулирования пара.

Далее определяется оптимальный режим котельного цеха и при необходимости корректируется оптимальный режим турбинного цеха.

Расчет оптимального режима котельного цеха проводится при заданных расходах тепла турбин и РОУ по условиям равенства приведенных относительных приростов (по условиям (2.5), (2.6) и (2.16), (2.17)). При оптимизации режима котельной надо учитывать пропускные способности паромagистралей котельной. В данной работе для учета ограничений по пропускным способностям паромagистралей используется метод фиксации потоков теплоты при нарушении пределов по пропускным способностям. Этот метод обеспечивает более быструю сходимость процесса вычислений, чем методы штрафных функций. Задача оптимизации режима решается в двух этапах. На первом этапе решается задача без учета ограничений по пропускным способностям паромagистралей и определяются потоки теплоты в магистралах. На втором этапе проверяется условие

$$Q_j \leq Q_j^+, \quad j = 1, \dots, k, \quad (5.1)$$

где  $Q_j$ ,  $Q_j^+$  - текущее и максимально допустимое значения потока теплоты в паромagистралах котельной;  
 $k$  - количество отрезков паромagистралей котельной.

При нарушении условий (5.1) котельная разделяется на секции. В пределах одной секции нагрузка между котлоагрегатами распределяется по условию равенства приведенных относительных приростов.

### Заключение

Описанная методика комплексной оптимизации режимов сложных ТЭЦ является относительно простой и поэтому должна бы представить практический интерес.

### Основные особенности методики

I. Обеспечивается комплексная оптимизация режима по электрическим и всем тепловым нагрузкам в части всех агрегатов: котлов, турбин, РОУ и БУ.

2. Исходная задача оптимизации может быть расширена (в сторону осложнения схемы ТЭЦ).

3. Учитывается априорная вероятностная информация о нагрузках, а также о параметрах и функциях внутреннего состояния агрегатов.

4. Вместо упрощенных РХ турбоагрегатов или их отсеков, используемых обычно при оптимизации режимов ТЭЦ, здесь режим турбоагрегатов определяется непосредственно по диаграммам режимов.

5. РХ котлоагрегатов аппроксимируются более точно (по сравнению с полиномиальной аппроксимацией) специальной сплайн-функцией.

6. Относительно детально учитываются собственные нужды.

7. Широкие возможности корректирования характеристик котлоагрегатов и диаграмм режимов турбоагрегатов, а также ХСН.

8. Учитываются пропускные способности паропроводов котельной.

9. Учитываются потери от дросселирования пара в регулирующих клапанах турбин.

В настоящее время на базе описанной методики разрабатываются комплексные программы оптимизации режимов промышленных ТЭЦ и ТЭЦ энергосистем.

## Л и т е р а т у р а

1. Автоматизация управления энергообъединениями / Под ред. С.А. Савалова. М., Энергия, 1979. 432 с.

2. С ю т к и н Б.Д., В и н о г р а д н и к М.В. О разработке методики сопоставления разных программ оптимизации режимов ТЭЦ. - В кн.: Оптимизация энергетических режимов электростанций и энергосистем: Тезисы докл. семинара. Фрунзе, 1982, с. 81-84.

3. В а л д м а М.Х. Одноэтапные задачи оптимизации режима энергетической системы в условиях неполной информации. М., АН СССР, 1977. 60 с.

4. Программа оптимизации режима и расчета вход-выход характеристик тепловых электростанций с учетом случайных колебаний параметров режима / М.Х. Валдма, Л.К. Вийлуп, М.Э. Кээл, К.Ю. Мёллер, Х.Э.-И Таммоя. - Тр. Таллинск. политехн. ин-та, 1976, № 403, с. II-15.

5. Об оценивании вход-выход характеристик агрегатов тепловой электростанции / М.Х. Валдма, Л.К. Вийлуп, К.Ю. Мёллер, Х.Э.-И. Таммоя. - Тр. Таллинск. политехн. ин-та, 1976, № 403, с. I7-27.

6. Методика оптимизации режимов ТЭС при неполной информации / М.Х. Валдма, А.Л. Лейсалу, К.Ю. Меллер, Х.Э.-И. Таммоя. - В кн.: Тезисы докладов на совещании "Оптимизация режимов ТЭС в энергосистемах для снижения расхода топлива". М., 1983, с. 27-29.

7. F i n k L.H., K w a n t y H.G., M c D o n a l d J.P. Economic dispatch of generation via valve point loading. - IEEE Trans. Power Appar. and Syst., 1969, 88, N 6, p. 805-811.

8. К у т л е р П.П., Л а з е б н и к А.И., С к л я р о в В.Ф. Распределение нагрузок между турбоагрегатами ТЭС с учетом дросселирования пара в клапанах. - Теплоэнергетика, 1972, № 6, с. 40-43.

9. У р и н В.Д., К у т л е р П.П. Энергетические характеристики для оптимизации режима электростанций и энергосистем. М., Энергия, 1974. 135 с.

10. Методы оптимизации режимов энергосистем / Под ред. В.М. Горюштейна. М., Энергоиздат, 1981. 336 с.

II. Комплексная методика и программа оптимизации режимов конденсационных электрических станций ОПТЭС-2 / М.Х. Валдма, М.Э. Кээл, О.Н. Лийк, К.Ю. Мёллер, Х.Э.-И.Таммоя - Тр. Таллинск. политехн. ин-та, 1983, № 549, с. 19-30.

M. Valdma, A. Leisalu,  
K. Möller, H. Tammoja

A Method for Complex Optimal Load Planning  
for the Thermal Power Station with Taking  
into Account the Probabilistic Information

Summary

A universal relatively simple method for calculating the optimal state of a complicated thermal power station is described here. It is possible to take into account the probabilistic information about the loads, state parameters and state functions of boilers and turbines.



ОПТИМИЗАЦИЯ РЕЖИМА ЭНЕРГЕТИЧЕСКОЙ СИСТЕМЫ  
С УЧЕТОМ НЕОПРЕДЕЛЕННОСТИ ХАРАКТЕРИСТИК  
ОТНОСИТЕЛЬНЫХ ПРИРОСТОВ ТЕПЛОВЫХ ЭЛЕКТРОСТАНЦИЙ

Введение. Одной особенностью задачи оптимизации режимов энергетических систем (ЭС) является то, что ее придется в действительности решать в условиях неполной информации, т.е. в условиях, когда о некоторых факторах достаточно точная детерминированная информация отсутствует. В связи с этим возникает необходимость учитывать о неточно известных факторах вероятностную, неопределенную или расплывчатую информацию [1]. Относительно малоизученной проблемой является учет неопределенной информации при оптимизации режимов [2 - 10].

Данная статья основывается на подходе [3, 5, 8, 9]. Здесь рассматривается задача оптимизации распределения активных мощностей в ЭС, состоящей из тепловых электростанций (ТЭС), с учетом потерь в сетях и ограничений по пропускным способностям линий электропередач (ЛЭП) при неопределенных характеристиках относительных приростов (ХОП) ТЭС.

I. Постановка задачи и условия оптимальности в детерминированных условиях. Исходим из следующей детерминированной задачи оптимизации режима ЭС: найти значения  $P_1, \dots, P_n$ , обеспечивающие

$$\min \sum_{i=1}^n B_i(P_i) \quad (I.1)$$

при ограничениях

$$P_{D\Sigma} + \pi(P, P_D) - \sum_{i=1}^n P_i = 0 \quad (I.2)$$

$$P_{Lk}^- \leq P_{Lk}(P, P_D) \leq P_{Lk}^+, \quad k \in K, \quad (I.3)$$

$$P_i^- \leq P_i \leq P_i^+, \quad i = 1, \dots, n, \quad (I.4)$$

где  $B_i, P_i$  - расход топлива и активная нагрузка  $i$ -й ТЭС;

$P_{D\Sigma}$  - суммарная нагрузка потребителей ЭС;

$\pi$  - потери активной мощности;

$P, P_D$  - векторы нагрузок ТЭС и потребителей ЭС;

$P_{Lk}$  - поток активной мощности  $k$ -й линии электропередачи (ЛЭП);

$P_i^-, P_i^+, P_{Lk}^-, P_{Lk}^+$  - минимальные и максимальные допустимые значения мощностей;

$n$  - число ТЭС;

$K$  - множество индексов ЛЭП для которых учитываются ограничения (I.3).

Составим функцию Лагранжа:

$$\begin{aligned} \Phi = & \sum_{i=1}^n B_i(P_i) + \mu(P_{D\Sigma} + \pi(P, P_D) - \sum_{i=1}^n P_i) + \\ & + \sum_{k \in K} [\alpha'_k(P_{Lk}^- - P_{Lk}(P, P_D)) + \alpha''_k(P_{Lk}(P, P_D) - P_{Lk}^+)], \end{aligned} \quad (I.5)$$

где  $\mu, \alpha'_k, \alpha''_k$  - множители Лагранжа.

С помощью функции (I.5) получим для задачи (I.1)-(I.4) следующие необходимые условия оптимальности [10]:

$$\frac{\partial B_i}{\partial P_i} + \mu \frac{\partial \pi}{\partial P_i} + \sum_{k \in K} \left[ \alpha''_k \frac{\partial P_{Lk}}{\partial P_i} - \alpha'_k \frac{\partial P_{Lk}}{\partial P_i} \right] \begin{cases} = \mu, & \text{если } P_i^- < P_i < P_i^+, \\ \leq \mu, & \text{если } P_i = P_i^+, \\ \geq \mu, & \text{если } P_i = P_i^-, \end{cases} \quad (I.6)$$

$$i = 1, \dots, n,$$

$$\alpha''_k(P_{Lk}(P, P_D) - P_{Lk}^+) = 0, \quad k \in K, \quad (I.7)$$

$$\alpha'_k(P_{Lk}^- - P_{Lk}(P, P_D)) = 0, \quad k \in K, \quad (I.8)$$

$$\alpha''_k \geq 0, \quad k \in K, \quad (I.9)$$

$$\alpha'_k \geq 0, \quad k \in K \quad (I.10)$$

и условия (I.2)-(I.4).

Условие (I.6) можно записать в виде:

$$b_i + \frac{\sum_{k \in K} [\alpha''_k \delta_{Lki} - \alpha'_k \delta_{Lki}]}{1 - \sigma_i} \begin{cases} = \mu, & \text{если } P_i^- < P_i < P_i^+, \\ \leq \mu, & \text{если } P_i = P_i^+, \\ \geq \mu, & \text{если } P_i = P_i^-, \end{cases} \quad (I.11)$$

$$i = 1, \dots, n,$$

где  $b_i, \delta_{Lki}, \sigma_i$  - относительный прирост (ОП) расхода топлива, потока мощности  $k$ -й ЛЭП и потерь в сети по нагрузке  $i$ -й ТЭС:  $b_i = \partial V_i / \partial P_i$ ,  $\delta_{Lki} = \partial P_{Lk} / \partial P_i$ ,  $\sigma_i = \partial \pi / \partial P_i$ .

Для решения указанной задачи требуется следующая исходная информация в детерминированном виде: 1) РХ или ХОП ТЭС; 2) формула или алгоритм расчета потерь в сетях; 3) суммарная нагрузка потребителей ЭС; 4) формулы или алгоритмы определения потоков мощности в ЛЭП; 5) минимальные и максимальные допустимые значения мощностей.

Задача (I.1)-(I.4) позволяет найти конкретные значения нагрузок ТЭС, являющиеся при данной исходной информации оптимальными в детерминированном смысле.

2. Постановка задачи и условия оптимальности при неопределенных ХОП ТЭС. ХОП ТЭС определяются с погрешностями 5-10%. Однако они изменяются в процессе эксплуатации и после ремонта. Поэтому фактические ХОП могут значительно больше отличаться от нормативных характеристик. Ширина их зоны неопределенности может находиться в пределах 30-40% и при разных нагрузках ТЭС она может быть различной.

Допустим, что к моменту оптимизации режимов фактические ХОП ТЭС не известны, но известны зоны, где они находятся:

$$\bar{b}_i(P_i) \leq \tilde{b}_i(P_i) \leq b_i^+(P_i), \quad i = 1, \dots, n, \quad (2.1)$$

где  $\bar{b}_i(P_i), b_i^+(P_i)$  - заданные предельные ХОП  $i$ -й ТЭС,  
 $\tilde{b}_i(P_i)$  - фактическая ХОП,  
 $\approx$  - символ неопределенности.

Для более удобного описания неопределенности ХОП введем формальные неопределенные параметры  $z_{b_1}, \dots, z_{b_n}$ , такие, что

$$b_i(P_i, z_{b_i}^-) = \bar{b}_i(P), \quad i=1, \dots, n; \quad (2.2)$$

$$b_i(P_i, z_{b_i}^+) = \bar{b}_i^+(P), \quad i=1, \dots, n;$$

и при  $z_{b_i}^- \leq z_{b_i} \leq z_{b_i}^+$ , функция  $b_i(P_i, z_{b_i})$  описывает зону неопределенности ХОП (2.1). Это позволяет вместо неопределенных ХОП  $\bar{b}_i(P_i)$  рассматривать ХОП  $b_i(P_i, z_{b_i})$  с неопределенными формальными параметрами  $z_{b_i}$  [3]:

При наличии неопределенных факторов в ЭС возникает ущерб из-за неполноты информации. В рассматриваемом случае значение ущерба (R) представляется формулой:

$$\begin{aligned} R(\bar{P}, z) &= B_{\Sigma}(\bar{P}, z) - B_{\Sigma \min}(z) = \\ &= \sum_{i=1}^n B_i(\bar{P}_i, z_{b_i}) - \sum_{i=1}^n B_i(\bar{P}_i^0(z), z_{b_i}), \end{aligned} \quad (2.3)$$

где  $\bar{P}$  - вектор плановых значений нагрузок ТЭС;

$z$  - вектор неопределенных факторов;

$B_{\Sigma}$  - фактический суммарный расход топлива;

$B_{\Sigma \min}$  - минимальное значение суммарного расхода топлива, если бы режим ЭС являлся оптимальным в детерминированном смысле;

$\bar{P}_i^0$  - оптимальное значение нагрузки  $i$ -й ТЭС при наличии точной детерминированной информации о всех исходных данных.

Ущерб R необходимо определить в условиях, когда вектор  $\bar{P}$  удовлетворяет ограничивающим условиям (I.2)-(I.4).

При этом значения суммарного расхода топлива  $B_{\Sigma}$  и ущерба R являются также неопределенными. Поэтому можно минимизировать не фактическое значение суммарного расхода топлива, а только максимально возможные значения  $B_{\Sigma}$  или R. Обычно более эффективным является минимизация максимально возможного значения ущерба из-за неполноты информации [2-10]. В данной работе мы тоже рассмотрим проблему оптимизации режима по критерию минимаксного ущерба.

Тогда можно задачу оптимизации режима сформулировать в следующем виде: найти такие плановые значения нагрузок ТЭС (вектор  $\bar{P}$ ), при которых достигается

$$\min_{\bar{P} \in V} \max_{z \in W} R(\bar{P}, z). \quad (2.4)$$

где  $V$  - множество допустимых значений вектора  $\bar{P}$ ; определяемое условиями (I.2)-(I.4);

$W$  - область неопределенности неопределенных факторов, определяемая условиями

$$z_{bi}^- \leq z_{bi} \leq z_{bi}^+, \quad i=1, \dots, n. \quad (2.5)$$

Здесь  $R$  является выпуклой вниз функцией по плановым нагрузкам ТЭС, причем максимумы по  $z$  достигаются только в вершинах параллелепипеда  $W$  [3, 4].

На основе основной теоремы игр с непрерывными выпуклыми платежными функциями [II] получим, что минимаксные задачи оптимизации режимов имеют чистую минимизирующую стратегию и смешанную максимизирующую стратегию [3, 5, 8]. Поэтому задаче (2.4) эквивалентна следующая задача:

$$\min_{\bar{P} \in V} \max_{\Omega} \sum_{j=1}^q R(\bar{P}, z^j) \omega_j \quad (2.6)$$

при

$$\sum_{j=1}^q \omega_j = 1, \quad (2.7)$$

$$0 \leq \omega_j \leq 1, \quad j=1, \dots, q. \quad (2.8)$$

где  $\Omega$  - смешанная максимизирующая стратегия,

$$\Omega = \langle \omega_1, \dots, \omega_q \rangle,$$

$q$  - число вершин параллелепипеда  $W$ , в данном случае  $q = 2^n$ ,

$\omega_j$  - вероятность, с которой максимизирующая (природа) выбирает  $j$ -ю вершину  $z^j$  параллелепипеда  $W$ .

Функция  $R$  достигает локальные максимумы почти во всех вершинах  $W$ . Однако в состав смешанной максимизирующей стратегии неопределенных факторов входят не все вершины  $W$ . Здесь возможны различные подходы. Исследования показали, что при неопределенных ХОП ТЭС целесообразно одновременно минимизировать влияние  $n-1$  максимизирующих смешанных

стратегий неопределенных факторов. При этом каждая смешанная стратегия состоит из следующей пары чистых стратегий:

$$z^{j+} = \langle z_{b_1}^-, \dots, z_{b_{j-1}}^-, z_{b_j}^+, z_{b_{j+1}}^-, \dots, z_{b_n}^- \rangle, \quad (2.9)$$

$$z^{j-} = \langle z_{b_1}^+, \dots, z_{b_{j-1}}^+, z_{b_j}^-, z_{b_{j+1}}^+, \dots, z_{b_n}^+ \rangle, \quad (2.10)$$

$$j = 1, \dots, n-1.$$

С учетом вышесказанного поставим задачу оптимизации режима ЭС в виде:

$$\min_{\bar{P} \in V} \max_{\Gamma} \sum_{j=1}^{n-1} [R(\bar{P}, z^{j+}) \gamma_j + R(\bar{P}, z^{j-}) (1 - \gamma_j)] x_j, \quad (2.11)$$

где  $\Gamma$  - вектор смешанных стратегий неопределенных факторов:

$$\Gamma = \langle \Gamma_1, \dots, \Gamma_{n-1} \rangle, \quad \Gamma_j = \langle \gamma_j, (1 - \gamma_j) \rangle,$$

где  $\gamma_j$  - вероятность, с которой выбирается вершина  $z^{j+}$ ;  
 $x_j$  - вероятность, с которой выбирается  $j$ -я смешанная стратегия.

Оптимизация значений вероятностей  $x_1, \dots, x_{n-1}$  не представляет интереса. Поэтому считаем, что они имеют какие-то заданные положительные значения, такие, что  $0 < x_j < 1, j=1, \dots, n-1$

$$\text{и } \sum_{j=1}^{n-1} x_j = 1.$$

Составим для задачи (2.11) функцию Лагранжа:

$$\begin{aligned} \Psi = & \sum_{j=1}^{n-1} [R(\bar{P}, z^{j+}) \gamma_j + R(\bar{P}, z^{j-}) (1 - \gamma_j)] x_j + \\ & + \mu (P_{D\Sigma} + \pi(P, P_D) - \sum_{i=1}^n P_i) + \sum_{k \in K} [\alpha'_k (P_{Lk}^- - P_{Lk}(P, P_D)) + \\ & + \alpha''_k (P_{Lk}(P, P_D) - P_{Lk}^+)]. \end{aligned} \quad (2.12)$$

Функция  $\Psi$  имеет седловую точку [8]. Поэтому

$$\min_{\bar{P}} \max_{\mu, \alpha', \alpha''} \max_{\Gamma} \Psi = \max_{\Gamma} \max_{\mu, \alpha', \alpha''} \min_{\bar{P}} \Psi. \quad (2.13)$$

Отсюда получим для задачи (2.11) следующие условия оптимальности:

$$\frac{\partial \Psi}{\partial \gamma_j} = R(\bar{P}, z^{j+-}) - R(\bar{P}, z^{j-+}) \begin{cases} = 0, & \text{если } 0 < \gamma_j < 1, \\ \leq 0, & \text{если } \gamma_j = 0, \\ \geq 0, & \text{если } \gamma_j = 1, \end{cases} \quad (2.14)$$

$$j = 1, \dots, n-1;$$

$$\frac{\partial \Psi}{\partial \bar{P}_i} = \frac{\partial B_i(\bar{P}_i, z_{bi}^+)}{\partial \bar{P}_i} \beta_i + \frac{\partial B_i(\bar{P}_i, z_{bi}^-)}{\partial \bar{P}_i} (1 - \beta_i) +$$

$$+ \mu \frac{\partial \pi}{\partial \bar{P}_i} + \sum_{k \in K} \left[ \alpha_k'' \frac{\partial P_{Lk}}{\partial \bar{P}_i} - \alpha_k' \frac{\partial P_{Lk}}{\partial \bar{P}_i} \right] \begin{cases} = \mu, & \text{если } \bar{P}_i^- < \bar{P}_i < \bar{P}_i^+, \\ \leq \mu, & \text{если } \bar{P}_i = \bar{P}_i^+, \\ \geq \mu, & \text{если } \bar{P}_i = \bar{P}_i^-, \end{cases} \quad (2.15)$$

$$i = 1, \dots, n$$

и условия (I.2)-(I.4), (I.7-I.10).

Здесь

$$\beta_i = \gamma_i \varepsilon_i + \sum_{\substack{j=1 \\ j \neq i}}^{n-1} (1 - \gamma_j) \cdot \varepsilon_j. \quad (2.16)$$

Выпишем условия (2.14) в развернутом виде, выражая расходы топлива через ХОП:

$$\int_{\bar{P}_i(z^{j+-})}^{\bar{P}_j} b_j(P, z_{bj}^+) dP - \int_{\bar{P}_i(z^{j-+})}^{\bar{P}_j} b_j(P, z_{bj}^-) dP + \sum_{\substack{i=1 \\ i \neq j}}^n \left[ \int_{\bar{P}_i(z^{j+-})}^{\bar{P}_i} b_i(P, z_{bi}^-) dP - \right.$$

$$\left. - \int_{\bar{P}_i(z^{j-+})}^{\bar{P}_i} b_i(P, z_{bi}^+) dP \right] \begin{cases} = 0, & \text{если } 0 < \gamma_j < 1, \\ \leq 0, & \text{если } \gamma_j = 0, \\ \geq 0, & \text{если } \gamma_j = 1, \end{cases} \quad (2.17)$$

$$j = 1, \dots, n-1.$$

Условия (2.15) можно представить в виде:

$$\frac{\bar{b}_i + \sum_{k \in K} [\alpha_k'' \delta_{Lki} - \alpha_k' \delta_{Lki}]}{1 - \sigma_i} \begin{cases} = \mu, & \text{если } \bar{P}_i^- < \bar{P}_i < \bar{P}_i^+, \\ \leq \mu, & \text{если } \bar{P}_i = \bar{P}_i^+, \\ \geq \mu, & \text{если } \bar{P}_i = \bar{P}_i^-, \end{cases} \quad (2.18)$$

$$i = 1, \dots, n,$$

где  $\bar{b}_i$  - плановый относительный прирост расхода топлива:

$$\bar{b}_i = b_i(\bar{P}_i, z_{bi}^+) \cdot \beta_i + b_i(\bar{P}_i, z_{bi}^-) \cdot (1 - \beta_i). \quad (2.19)$$

Таким образом, необходимыми условиями оптимальности для данной задачи являются (2.17), (2.18) и (I.2)-(I.4),

(I.7)-(I.10). При этом искомыми являются плановые нагрузки ТЭС  $\bar{P}_1, \dots, \bar{P}_n$  вероятности  $\beta_1, \dots, \beta_n$  и множители Лагранжа  $\mu, \alpha'_k, \alpha''_k, k \in K$ . При выпуклых функциях  $B_i(P_i), \pi(P, P_D), P_L(P, P_D)$  указанные условия являются также достаточными условиями. В этом случае на их основе можно найти минимаксно-оптимальный режим ЭС.

Аналогично можно учитывать зоны неопределенности относительных приростов потерь в сетях.

3. Методы решения задачи. Минимаксные задачи оптимизации режимов могут быть решены различными методами. Опишем некоторые из них.

3.1. Методы оптимизации одного режима. Рассмотрим три метода.

Точный метод (метод А). Этот метод основывается на решении условий оптимальности минимаксной задачи (2.17), (2.18), (I.2)-(I.4), (I.7)-(I.10). Решение задачи состоит из следующих этапов:

1. Расчет детерминированно оптимальных нагрузок ТЭС при всех чистых стратегиях, входящих в состав  $n-1$  смешанных стратегий (вычисляется  $2^m$  оптимальных режимов, где  $m$  - число неопределенных ХОП).

2. Определяются минимаксно-оптимальные плановые нагрузки ТЭС из условий (2.17) и (I.2)-(I.4).

3. При необходимости определяются из условий (2.18) вероятности  $\beta_1, \dots, \beta_n$  и плановые ОП ТЭС  $\bar{b}_1, \dots, \bar{b}_n$ . При этом необходимо задать значение множителя  $\mu$ .

Метод с эквивалентированием ТЭС (метод Б). Этот метод позволяет уменьшать трудоемкость решения задачи минимаксной оптимизации по сравнению с точным методом без особого ущерба в точности. Условия (2.17) можно заменить следующими условиями:

$$\int_{\bar{P}_j(z_j^{j+-})}^{\bar{P}_j} b_j(P, z_{bj}^+) dP - \int_{\bar{P}_j(z_j^{j--})}^{\bar{P}_j} b_j(P, z_{bj}^-) dP + \int_{\bar{P}_j^j(z_j^{j+-})}^{\bar{P}_j^j} b_j^j(P, z_{bj}^-) dP -$$

$$-\int_{\bar{P}_{\Sigma}^j(z_j^{j-+})}^{\bar{P}_{\Sigma}^j} b_{\Sigma}^j(P, z_b^+) dP \begin{cases} = 0, & \text{если } 0 < \chi_j < 1, \\ \leq 0, & \text{если } \chi_j = 0, \\ \geq 0, & \text{если } \chi_j = 1, \end{cases} \quad (3.1)$$

$$j = 1, \dots, n-1,$$

где  $b_{\Sigma}^j$  - эквивалентная ХОП ЭС без учета  $j$ -й ТЭС,  
 $\bar{P}_{\Sigma}^j, \bar{P}_{\Sigma}^j$  - оптимальное и плановое значения суммарной нагрузки ЭС без  $j$ -й ТЭС.

Этапы решения задачи будут следующие:

1) построение эквивалентных ХОП ТЭС  
 $b_{\Sigma}^j(P, z_b^+), b_{\Sigma}^j(P, z_b^-), j = 1, \dots, n-1,$

2) определение оптимальных плановых нагрузок ТЭС из условий (3.1),

3) то же, что при методе А.

Метод независимой минимизации ущерба (метод В). Решение минимаксной задачи упрощается еще в большей степени, если считать ОП остальных ТЭС независимым от чистых стратегий данной ТЭС<sup>I</sup>. Тогда условия (2.17) приобретают вид:

$$\int_{\bar{P}_j(z_{bj}^+)}^{\bar{P}_j} b_j(P, z_{bj}^+) dP - \int_{\bar{P}_j(z_{bj}^-)}^{\bar{P}_j} b_j(P, z_{bj}^-) dP = b_0(\bar{P}_j(z_{bj}^-) - \bar{P}_j(z_{bj}^+)), \quad (3.2)$$

$$j = 1, \dots, n-1,$$

где  $b_0$  - ОП расхода топлива ЭС без учета  $j$ -й ТЭС.

Минимаксные плановые нагрузки определяются из (3.2) при заданном  $b_0$ .

3.2. Методы расчета минимаксных плановых ХОП. Минимаксные задачи оптимизации можно решить также методом плановых характеристик [8]. При этом минимаксная задача решается в два этапа:

<sup>I</sup> Применение данного метода в условиях, когда зона неопределенности ХОП ТЭС не зависит от нагрузки станции, исследуется в [4, 10].

1) расчет плановых ХОП и составление модифицированной детерминированной задачи оптимизации;

2) решение модифицированной задачи обычными детерминированными методами.

Минимаксные плановые ХОП можно вычислить любыми из вышеописанных методов. Для их определения необходимо задачу оптимизации решить при нескольких значениях нагрузок ЭС (методы А и Б) или при разных значениях ОП ЭС (метод В). После определения минимаксных плановых ХОП можно режимы ЭС оптимизировать с помощью существующих программ детерминированной оптимизации.

Блок-схема программы оптимизации режимов по критерию минимаксного ущерба и расчета соответствующих минимаксных плановых ХОП приведена на фиг. 1.

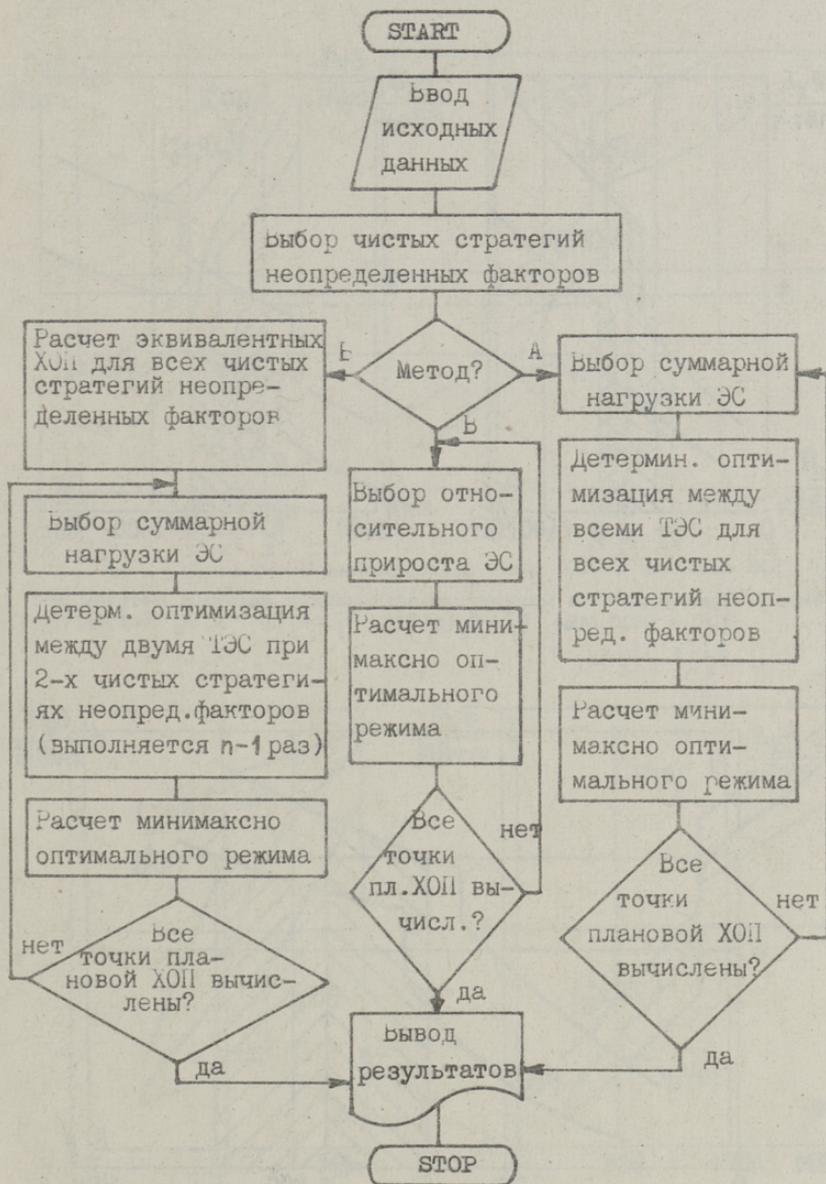
4. Некоторые результаты расчета плановых ХОП. Для экспериментального исследования точности разных методов расчета минимаксных плановых ХОП выполнена серия расчетов при разных формах и зонах неопределенности ХОП ТЭС.

Расчеты проводились методами Б (фиг. 2) и В (фиг. 3). На указанных фигурах показаны детерминированно оптимальные и минимаксно оптимальные нагрузки ТЭС и площади ущербов:

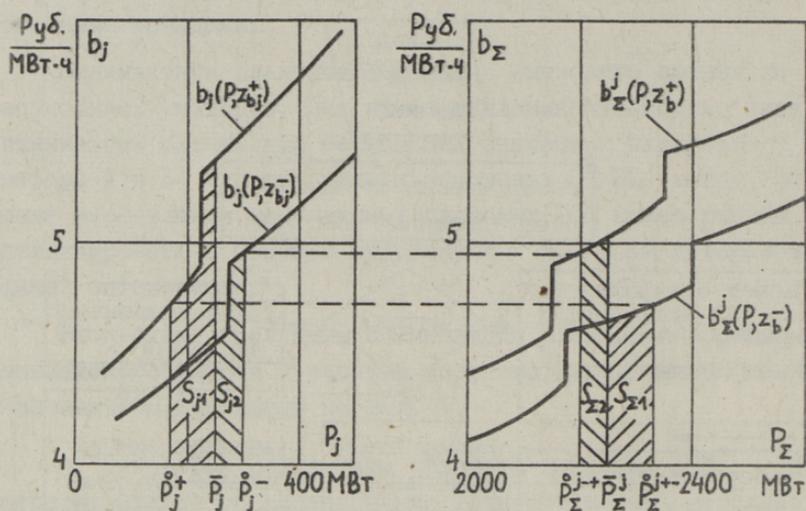
$$S_{j1} = \int_{\bar{P}_j(z_j^{+-})}^{\bar{P}_j} b_j(P, z_{bj}^+) dP, \quad S_{\Sigma 1} = - \int_{\bar{P}_\Sigma^j(z_j^{+-})}^{\bar{P}_\Sigma^j} b_\Sigma^j(P, z_b^-) dP, \quad (4.1)$$

$$S_{j2} = - \int_{\bar{P}_j(z_j^{-+})}^{\bar{P}_j} b_j(P, z_{bj}^-) dP, \quad S_{\Sigma 2} = \int_{\bar{P}_\Sigma^j(z_j^{-+})}^{\bar{P}_\Sigma^j} b_\Sigma^j(P, z_b^+) dP.$$

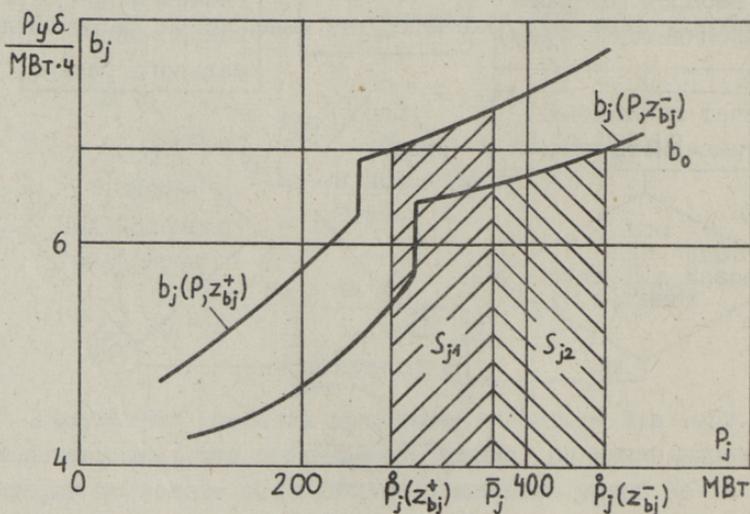
Результаты расчета приведены на фиг. 4 и в табл. 1. Они показывают, что оптимизация режимов по минимаксному критерию позволяет значительно уменьшать ущерб из-за неполноты информации (до 3-5 раз). При этом плановые ХОП, определенные по методам Б и В, обычно сравнительно мало отличаются друг от друга. Однако они зависят от ширины зоны неопределенности, а также от формы и наклона исходных характеристик. Два примера приведены на фиг. 5.



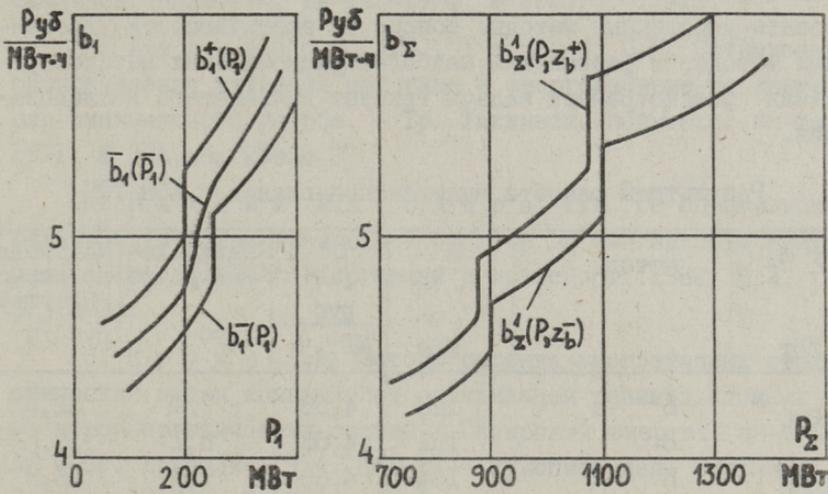
Фиг. 1. Блок-схема расчета минимаксных плановых ХОП ТЭС.



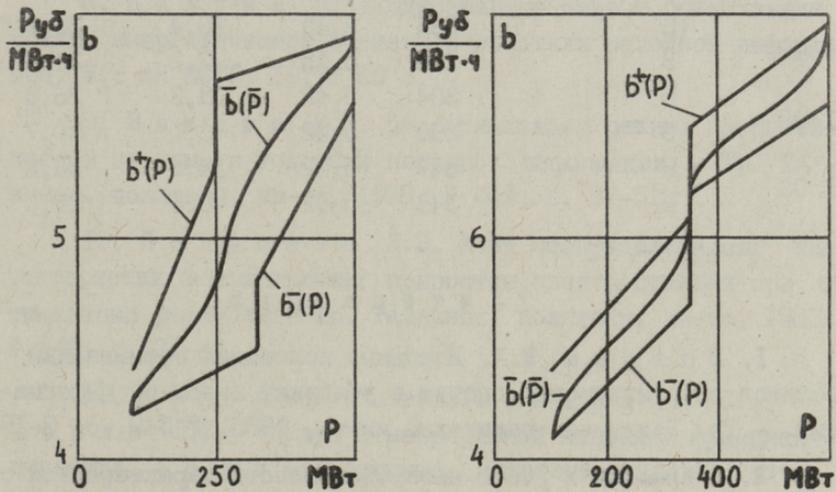
Фиг. 2. Пример расчета минимаксно-оптимальных нагрузок методом В:  
 $\sum P_i = 2500$  МВт,  $P_j^+ = P_j(z_j^{j+})$ ,  $P_j^- = P_j(z_j^{j-})$ ,  $P_\Sigma^{j+} = P_\Sigma^j(z_\Sigma^{j+})$ ,  
 $P_\Sigma^{j-} = P_\Sigma^j(z_\Sigma^{j-})$ .



Фиг. 3. Пример расчета минимаксно-оптимальных нагрузок методом В.



Фиг. 4. Зоны неопределенности исходных ХОП и плановая ХОП.  $\bar{b}_1(\bar{P}_1)$ .



Фиг. 5. Примеры минимаксных плановых ХОП ТЭС.

В заключение следует отметить, что минимаксно оптимальный режим и минимаксные плановые ХОП являются довольно малочувствительными к сделанным упрощениям. Поэтому для минимаксных задач оптимизации режима обычно можно использовать упрощенные методы. Вопрос об эффективности упрощенных методов и разработка наиболее рациональных методов решения рассмотренной задачи требует дальнейшего исследования.

Т а б л и ц а I  
Результаты расчета минимаксной плановой ХОП ТЭС

$\sum_i P_i$ МВт	Метод	$\bar{P}_i$ МВт	$\bar{b}_1$	Минимакс- ный ущерб руб /ч	Максималь- но возмож- ный ущерб руб /ч
			руб МВт.ч		
I000	Б	I28	4,58	7,4	32,4
	В	I3I	4,58	8,1	33,4
I050	Б	I64	4,66	7,0	26,8
	В	I6I	4,66	7,1	36,6
II00	Б	I98	4,74	8,4	3I,0
	В	I85	4,74	6,2	33,2
I200	Б	2I8	4,96	II,2	30,3
	В	2I9	4,96	7,5	I8,5
I300	Б	234	5,15	10,4	35,2
	В	235	5,15	7,2	24,0
I400	Б	304	5,42	8,3	36,8
	В	300	5,42	6,1	20,7
I500	Б	347	5,62	14,6	54,4
	В	348	5,62	6,6	2I,0

### Л и т е р а т у р а

1. В а л д м а М.Х. Исходные положения оптимизации режимов энергетических систем в условиях неполной информации. - Тр. Таллинск. политехн. ин-та, 1983, № 549, с. 3-18.

2. О влиянии и учете неопределенности характеристик относительных приростов электростанций при оптимизации суточного режима энергосистемы / В.В. Абрамов, Р.С. Атлас, Л.А. Крумм, Н.А. Мурашко. - Изв. АН СССР. Энергетика и транспорт 1970, №6, с. 24-33.

3. В а л д м а М.Х., В и й р а Т.А. О минимаксно-оптимальном режиме электроэнергетической системы. - Тр. Таллинск. политехн. ин-та, 1971, № 305, с. 17-23.

4. Л е л у м е э с Х.Э., Т е р н о О.Р. Оптимизация распределения активной нагрузки в энергосистеме по критерию минимаксного ущерба. - Тр. Таллинск. политехн. ин-та, 1971, № 305, с. 25-31.

5. В а л д м а М.Х., В и й р а Т.А. Об оптимизации режима электроэнергетической системы по минимаксным критериям. - Изв. АН СССР. Энергетика и транспорт, 1982, № 3, с. 24-34.

6. К р у м м Л.А. Методы решения многоэтапных стохастических задач комплексной оптимизации режимов сложных электроэнергетических систем / Сибирский энергет. ин-т СО АН СССР. Иркутск, 1974. 150 с. - Рукопись деп. в ВИНТИ 3 июля 1975 г., № 1971 - 75 Деп.

7. К р у м м Л.А. Методы приведенного градиента при управлении электроэнергетическими системами. Новосибирск, Наука, 1977. 368 с.

8. В а л д м а М.Х. Одноэтапные задачи оптимизации режима энергетической системы в условиях неполной информации. М.: АН СССР, 1977. 60 с.

9. В а л д м а М.Х. Об оптимизации режима энергетической системы в условиях неполной информации. - Тр. Таллинск. политехн. ин-та, 1978, № 453, с. 37-52.

10. Л е л у м е э с Х.Э. Учет неопределенности характеристик относительных приростов электростанций при оптимизации режимов. - Тр. Таллинск. политехн. ин-та, 1983, № 549, с. 31-40.

11. Б о н е н б л а с т Х.Ф., К а р л и н С., Ш е п л и Л.С. Игры с непрерывной выпуклой функцией выигрыша. - В кн.: Бесконечные антагонистические игры. М., Физматгиз, 1963, с. 337-352.

Power System State Optimization under Uncertainty  
of Incremental Cost Curves of Thermal Plants

Summary

The paper describes state optimization of power system of thermal plants by the criterion of minimax losses in fuel costs. The set up and optimal conditions of the deterministic and minimax state optimization are given. Three methods for the solution of the minimax problem are described and the results of calculations and the block-scheme of the computer program are given.

### ПРОГРАММА РАСЧЕТА МИНИМАКСНЫХ ХАРАКТЕРИСТИК ЭЛЕКТРОСТАНЦИЙ

I. Общие замечания. Рассматриваемая программа предназначена для расчета минимаксных характеристик относительных приростов (ХОП) тепловых электростанций (ТЭС). При этом неопределенным фактором считается погрешность ХОП. В программе реализуется методика, приведенная в [1].

Расчет минимаксных ХОП в программе производится в двух этапах:

- 1) определяется наилучшее состояние энергосистемы (ЭС) относительно погрешности ХОП;
- 2) определяется оптимальная стратегия, т.е. оптимальные мощности электростанции при заданном значении нагрузки ЭС.

2. Определение наилучшего состояния ЭС. Эта задача сводится к задаче [1]:

$$\min_C (|b_0^+ - b_0^-|), \quad (1)$$

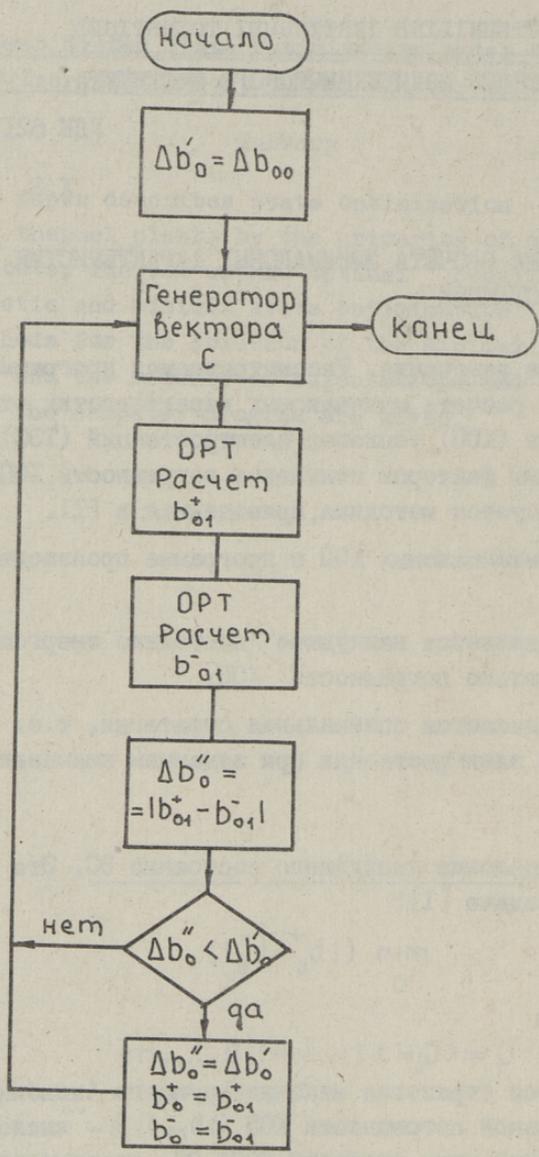
где вектором

$$C = \langle C_i = \pm 1; i = 1, 2, \dots, n \rangle$$

представляется стратегия максимизирующего (комбинация знаков максимальной погрешности ХОП  $\Delta b_m$ ),  $n$  - число ТЭС,  $b_0^+$ ,  $b_0^-$  - относительные приросты (ОП) ЭС, соответствующие векторам  $C$  и  $-C$  соответственно.

Величины  $b_0^+$  и  $b_0^-$  определяются из условий оптимальности

$$\left. \begin{aligned} b_0^\pm &= b_i(P_i) \pm C_i \cdot \Delta b_{mi}, \quad i = 1, 2, \dots, n, \\ \sum_{i=1}^n P_i - P_n &= 0, \end{aligned} \right\} \quad (2)$$



Фиг. 1. Блок-схема алгоритма первого этапа расчета

$$P_{\min,i} \leq P_i \leq P_{\max,i}, \quad i=1,2,\dots,n, \quad ]$$

где  $b(P)$  - заданная (реализация) ХОП,

$P_i$  - оптимальные мощности ТЭС,

$P_{\min,i}, P_{\max,i}$  - минимальная и максимальная допустимые мощности ТЭС,

$P_H$  - нагрузка ЭС.

Расчет задачи ведется в следующем порядке:

1. Задается реализация вектора  $C$ .

2. Определяются  $b_0^+$  и  $b_0^-$  по формулам (2).

3. Определяется разность

$$\Delta b_0'' = |b_0^+ - b_0^-|.$$

4. Проверяется условие

$$\Delta b_0'' < \Delta b_0',$$

где  $\Delta b_0'$  - разность ОП, полученная при предыдущей реализации вектора  $C$ .

Если это условие выполняется, то данная реализация  $C$  и полученные значения  $b_0^+$  и  $b_0^-$  запоминаются и расчет продолжается с пункта 1. В противном случае операция запоминания пропускается.

Рассматриваются не все возможные реализации вектора  $C$ . Пропускаются реализации, которые явно не обеспечивают наилучшее состояние ЭС [1].

Блок-схема алгоритма приведена на фиг. 1.

3. Определение оптимальной стратегии. Расчет ведется по формулам

$$b_i(P_i^*) + \lambda \cdot C_i \cdot \Delta b_{mi} = b_0^*, \quad i=1,\dots,n, \quad (3)$$

$$\sum_{i=1}^n P_i^* \cdot C_i \cdot \Delta b_{mi} + \frac{S}{2} = 0, \quad (4)$$

$$S = \sum_{i=1}^n \left[ \int_{P_i^+}^{P_i^-} b_i(P) dP - C_i \cdot \Delta b_{mi} \cdot (P_i^+ + P_i^-) \right], \quad (5)$$

$$\sum_{i=1}^n P_i^* - P_H = 0, \quad (6)$$

где  $b_0^*$  и  $P_i^*$  - ОП ЭС и мощности ТЭС при выбранной реализации вектора  $C$ ,

$\lambda$  - неопределенный коэффициент Лагранжа.

Для решения задачи выбран следующий алгоритм.

1. задается значение  $P_H$ .

2. задаются начальные значения для  $\lambda, \Delta\lambda$  и  $\Delta S'$  (например  $\lambda = 0, \Delta\lambda = 0,1$  и  $\Delta S' = 0$ ).

3. Определяется

$$\lambda = \lambda + \Delta\lambda.$$

4. Определяется оптимальное распределение мощностей (формулы (3) и (6)). При этом для поиска оптимального значения  $b_0^*$  используется метод дихотомии.

5. Вычисляется  $\Delta S''$  по (4) и (5):

$$\Delta S'' = \sum_{i=1}^n P_i^* \cdot C_i \cdot \Delta b_{mi} + \frac{S}{2}.$$

6. Проверяется условие

$$\Delta S' \cdot \Delta S'' < 0,$$

где  $\Delta S'$  - значение  $\Delta S$  при предыдущей итерации по  $\lambda$ .

Если условие выполняется, то

$$\Delta\lambda = -\frac{\Delta\lambda}{2}.$$

7. Проверяется условие

$$|\Delta S'| - |\Delta S''| \leq 0.$$

Если условие выполняется, то  $\Delta\lambda = -\Delta\lambda$ .

8. Выполняется операция

$$\Delta S' = \Delta S''$$

и расчет продолжается с пункта 3.

9. Шаги 2...8 повторяются до тех пор пока выполняется условие

$$|\Delta S''| < \varepsilon,$$

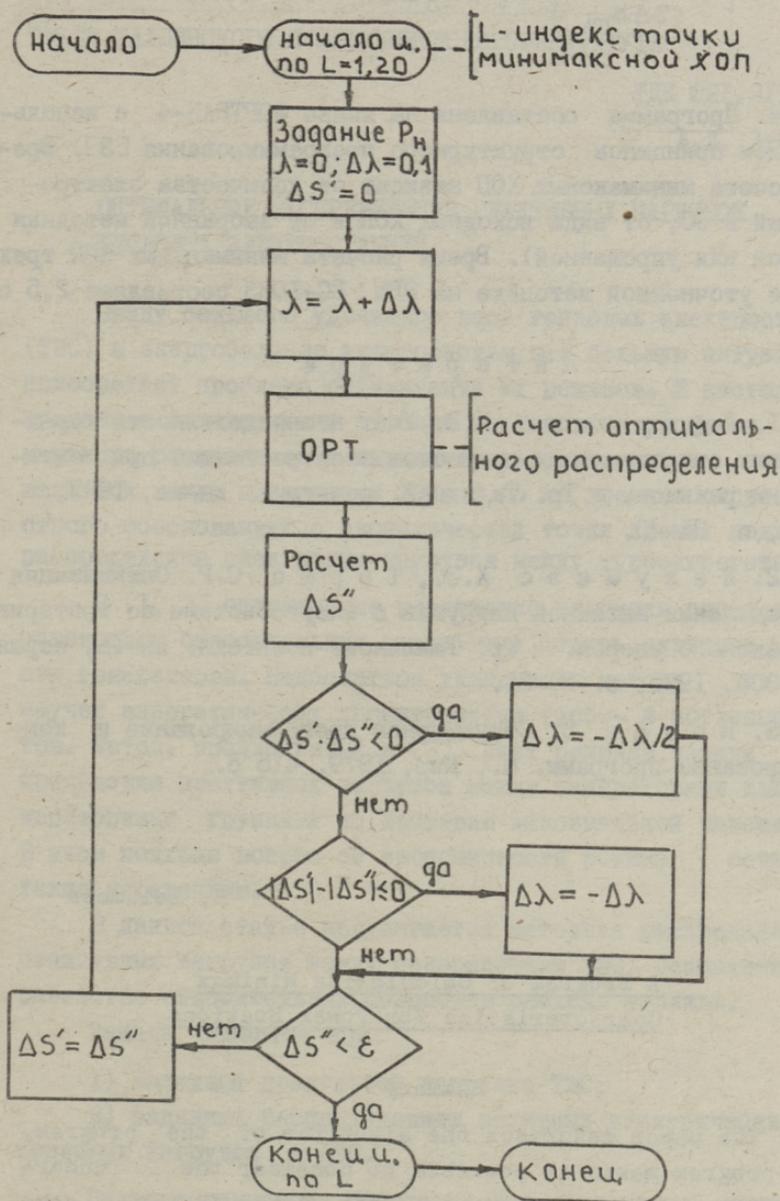
где  $\varepsilon$  малая заданная величина, определяющая точность выполнения условия (4).

10. Шаги 2...9 выполняются при разных значениях  $P_H$  для получения зависимостей

$$b_0^*(P_i^*), \quad i = 1, 2, \dots, n,$$

т.е. для получения минимаксных ХОП ТЭС. Блок-схема алгоритма второго этапа расчета приведена на фиг. 2.

По данной программе можно вычислять минимаксные ХОП также по упрощенной методике с помощью формулы [1, 2]:



Фиг. 2. Блок-схема алгоритма второго этапа расчета.

$$P_i^* = \frac{1}{2\Delta b_{mi}} \int_{-\Delta b_{mi}}^{\Delta b_{mi}} P_i(b) d\Delta b, \quad i = 1, \dots, n. \quad (7)$$

4. Программа составлена на языке ФОРТРАН-4 с использованием принципов структурного программирования [3]. Время расчета минимаксных ХОП зависит от количества электростанций в ЭС, от вида исходных ХОП и от выбранной методики (точной или упрощенной). Время расчета минимаксных ХОП трех ТЭС по уточненной методике на ЭВМ ЕС-1033 составляет 2,5 с.

### Л и т е р а т у р а

1. Л е л у м е э с Х.Э. Учет неопределенности характеристик относительных приростов электростанций при оптимизации режимов. - Тр. Таллинск. политехн. ин-та, 1983, № 549, с. 31-40.

2. Л е л у м е э с Х.Э., Т е р н о О.Р. Оптимизация распределения активной нагрузки в энергосистеме по критерию минимаксного ущерба. - Тр. Таллинск. политехн. ин-та, серия А, № 305, 1971, с. 25-31.

3. И о д а н Э. Структурное программирование и конструирование программ. М., Мир, 1979. 415 с.

H. Lelumees

#### A Program of Calculating Minimax Characteristics for Power Stations

##### Summary

The paper describes the algorithm of the program. This program makes it possible to consider the uncertainty (errors) of incremental cost curves in the same characteristics. As a result of this consideration minimax characteristics are got. The program is composed in FORTRAN-4.

## ОПТИМАЛЬНОЕ РАСПРЕДЕЛЕНИЕ РЕАКТИВНЫХ НАГРУЗОК ТЕПЛОВЫХ ЭЛЕКТРОСТАНЦИЙ

Ввиду большого удельного веса тепловых электростанций (ТЭС) в энергобалансе энергосистем все большую актуальность приобретает проблема оптимизации их режимов. К настоящему времени в значительной степени исследована проблема оптимального распределения активных электрических и тепловых нагрузок между агрегатами ТЭС. В то же время отсутствует строго обоснованный с экономической точки зрения подход к распределению реактивных нагрузок между турбоагрегатами.

В [1, 2] оптимальные реактивные нагрузки определяются равенством относительных приростов потерь активной мощности генераторов. Недостатком указанного метода является неучет энергетических характеристик турбо- и котлоагрегатов. Метод, предложенный в [3], дает решение задачи распределения реактивных нагрузок между генераторами или генераторными группами по критерию максимальной надежности. В этом подходе вопрос об экономичности режима останется также нерешенным.

В данной статье предлагается методика распределения реактивных нагрузок между генераторами ТЭС, основанная на равенстве относительных приростов расхода топлива.

Задача решается при:

- 1) заданной реактивной нагрузке ТЭС;
- 2) заданных распределениях активных электрических и тепловых нагрузок в ТЭС.

Целью оптимизации распределения реактивных нагрузок внутри ТЭС является определение значений реактивных нагрузок работающих турбогенераторов, при которых суммарный расход топлива будет минимальным и притом выполняются все ограничивающие условия.

Сформулируем задачу в следующем виде:

$$\min_Q \sum_{i=1}^n B_i(P_i, Q_i) \quad (I)$$

при ограничениях

$$Q_c + V_0(\cdot) - \sum_{i=1}^n Q_i = 0, \quad (2)$$

$$Q_i^-(P_i) \leq Q_i \leq Q_i^+(P_i), \quad i=1, \dots, n, \quad (3)$$

где

$P = \langle P_i, i=1, \dots, n \rangle, Q = \langle Q_i, i=1, \dots, n \rangle$  - векторы активных и реактивных нагрузок турбогенераторов;

$B_i(P_i, Q_i)$  - зависимость (характеристика) расхода топлива от нагрузок  $i$ -го турбоагрегата;

$Q_c$  - суммарная реактивная нагрузка ТЭС;

$Q_i^-(P_i), Q_i^+(P_i)$  - зависимости минимальных и максимальных допустимых значений реактивных нагрузок  $i$ -го турбогенератора [4];

$n$  - число работающих турбогенераторов ТЭС;

$V_0(\cdot)$  - характеристика общестанционных собственных нужд (СН) реактивной мощности:

$$V_0(\cdot) = V_0' + \sum_{i=1}^n V_{Ti}(P_i) + \sum_{j=1}^m V_{Kj}(D_{Kj}). \quad (4)$$

Здесь  $V_0'$  - постоянные СН реактивной мощности ТЭС;

$V_{Ti}(P_i), V_{Kj}(D_{Kj})$  - характеристики СН реактивной мощности;

$D_{Kj}$  - тепловая нагрузка  $j$ -го котлоагрегата;

$m$  - число котлоагрегатов.

Составим функцию Лагранжа

$$L = \sum_{i=1}^n B_i(P_i, Q_i) + \varepsilon(Q_c + V_0 - \sum_{i=1}^n Q_i), \quad (5)$$

где  $\varepsilon$  - множитель Лагранжа.

Приравнявая нулю частные производные функций (5) по реактивным нагрузкам, получим следующие условия экстремума:

$$\frac{\partial B_i}{\partial Q_i} \begin{cases} \geq \varepsilon, & \text{если } Q_i = Q_i^-(P_i), \\ = \varepsilon, & \text{если } Q_i^-(P_i) < Q_i < Q_i^+(P_i), \\ \leq \varepsilon, & \text{если } Q_i = Q_i^+(P_i), \end{cases} \quad i=1, \dots, n. \quad (6)$$

Зависимость расхода топлива от активных и реактивных нагрузок турбоагрегата представляет собой сложную функцию

$$B_i = B_i (P_i', Q_i, U), \quad (7)$$

где

$$P_i' = P_i + \pi_i (P_i, Q_i, U). \quad (8)$$

Тогда

$$\frac{\partial B_i}{\partial Q_i} = \frac{\partial B_i}{\partial P_i'} \cdot \frac{\partial \pi_i}{\partial Q_i}. \quad (9)$$

Учитывая, что

$$\frac{\partial B_i}{\partial P_i'} = \frac{\partial B_i}{\partial P_i} \cdot \frac{\partial P_i'}{\partial P_i} = \frac{\partial B_i}{\partial P_i} \left(1 + \frac{\partial \pi_i}{\partial P_i}\right), \quad (10)$$

можно выражение (9) представить в виде

$$\frac{\partial B_i}{\partial Q_i} = \frac{\frac{\partial B_i}{\partial P_i}}{1 + \frac{\partial \pi_i}{\partial P_i}} \cdot \frac{\partial \pi_i}{\partial Q_i} = b_i \cdot \frac{\sigma_i^Q}{1 + \sigma_i^P}. \quad (11)$$

Здесь

$P_i'$  — мощность, вырабатываемая турбиной;

$\pi_i (P_i, Q_i, U)$  — зависимость (формула) потерь активной мощности  $i$ -го генератора [5], где  $U$  — напряжение на выводах генератора;

$\sigma_i^P = \frac{\partial \pi_i}{\partial P_i}$ ,  $\sigma_i^Q = \frac{\partial \pi_i}{\partial Q_i}$  — относительные приросты потерь активной мощности  $i$ -го генератора;

$b_i = \partial B_i / \partial P_i$  — относительный прирост расхода топлива на  $i$ -ю турбину по активной нагрузке.

Для блочных ТЭС  $b_i$  является относительным приростом расхода топлива  $i$ -го энергоблока по активной нагрузке. Для ТЭС с общей паромангистралью (в том числе ТЭЦ)  $b_i$  вычисляется как произведение относительного прироста расхода топлива соответствующей секции котельной и относительного прироста расхода тепла турбины.

Таким образом, распределение реактивных нагрузок между турбогенераторами является оптимальным, если выполняется следующее условие

$$b_1 \frac{\sigma_1^Q}{1 + \sigma_1^P} = b_2 \frac{\sigma_2^Q}{1 + \sigma_2^P} = \dots = b_n \frac{\sigma_n^Q}{1 + \sigma_n^P} = \varepsilon. \quad (12)$$

Вышеприведенное равенство может не выполняться при предельных значениях реактивных нагрузок (см. (6)).

Характеристики потерь активной мощности турбогенераторов являются монотонно возрастающими и выпуклыми вниз функциями, зависящими незначительно от изменений напряжения [5]. Следовательно, условие (12) является условием действительно оптимального режима по реактивным нагрузкам генераторов.

Отметим, что при

$$b_1 = b_2 = \dots = b_n \quad (I3)$$

реактивные нагрузки можно распределить по критерию равенства приведенных относительных приростов потерь активной мощности генераторов. При этом под приведенными относительными приростами  $\sigma_i^{a'}$  понимаем

$$\sigma_i^{a'} = \frac{\sigma_i^a}{1 + \sigma_i^p} \quad (I4)$$

Однако в общем случае равенство (I3) может не выполняться.

Для примера на фиг. I приведены характеристики расхода топлива и относительных приростов по реактивной нагрузке для энергоблока Эстонской ГРЭС. При этом расход топлива на выработку реактивной мощности вычисляется по формуле

$$B_i^a = b_i \int_{Q_i^-}^{Q_i^+} \frac{\sigma_i^a}{1 + \sigma_i^p} dQ_i \quad (I5)$$

При заданных активных нагрузках генераторов, их ХОП расхода топлива по реактивным нагрузкам можно считать линейными функциями. В данном случае оптимизация реактивных нагрузок может дать экономию топлива до 0,06 %.

Условия оптимального распределения реактивных нагрузок необходимо учитывать также при регулировании напряжения. Коэффициенты статизма  $s_1, \dots, s_n$  являются оптимальными при условиях

$$\frac{\partial B_i}{\partial (Q_i + \Delta Q_i)} = \varepsilon, \quad i=1, \dots, n; \quad (I6)$$

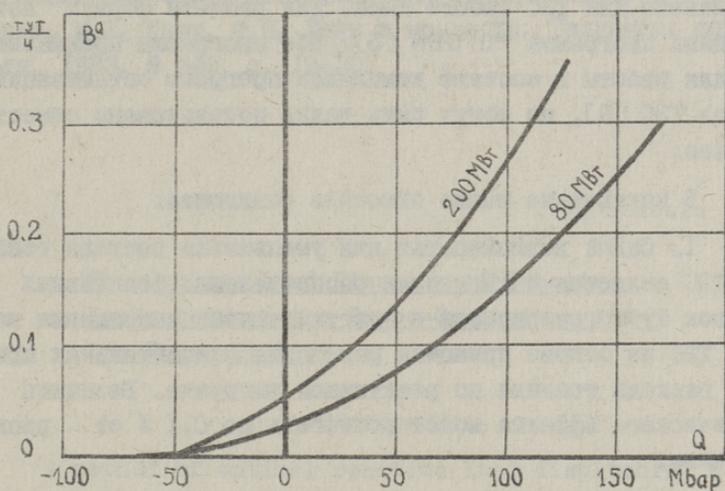
$$\sum_{i=1}^n s_i \Delta U - \sum_{i=1}^n \Delta Q_i = 0, \quad (I7)$$

где  $\Delta Q_{Ti}$  - отклонение реактивной нагрузки  $i$ -го генератора;  
 $\Delta U$  - отклонение напряжения на шинах станции:

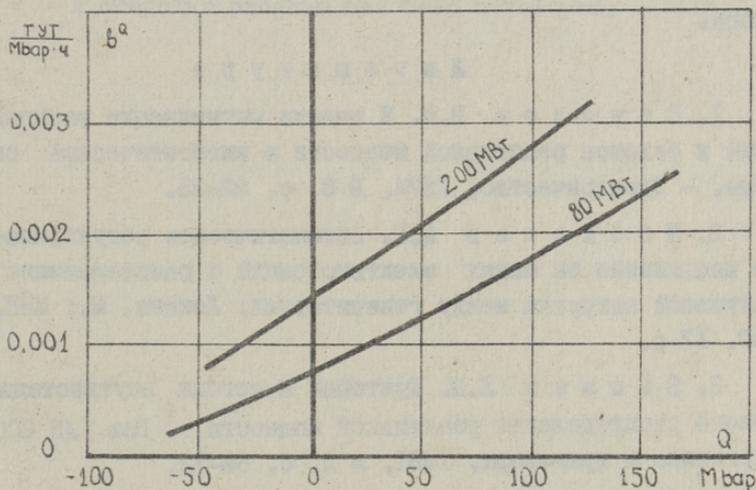
$$\Delta U = U_{\text{факт}} - U_{\text{зад}}$$

К сожалению, существующие регуляторы не позволяют учитывать непрерывные изменения коэффициентов статизма. Поэтому перспективным является применение микропроцессорных регуляторов.

Для оптимизации распределения реактивных нагрузок внутри ТЭС разработана модуль-программа DPVAR, позволяющая найти оптимальные реактивные нагрузки генераторов, а также соответствующие характеристики относительных приростов по-



a)



б)

Фиг. 1. Характеристики расхода топлива (а) и относительных приростов (б) по реактивной нагрузке 1-го энергоблока Эстонской ГРЭС при активных нагрузках 200 и 80 МВт.

терь активной мощности генераторов. Модуль программы составлена на языке ФОРТРАН-4 для ЦВМ ЕС в ОС и может быть применена для ТЭС любого типа. Для расчета формул потерь создана программа POTGEN [5]. Обе программы предназначены для работы в составе комплекса программы оптимизации режимов ТЭС [6], но могут быть также использованы самостоятельно.

В заключение можно отметить следующее:

1. Одной возможностью для уменьшения расхода топлива на ТЭС является оптимизация распределения реактивных нагрузок турбогенераторов и регулирования напряжения на шинах ТЭС на основе принципа равенства относительных приростов расхода топлива по реактивной нагрузке. Величина экономического эффекта может достигать до 0,1% от расхода топлива.

2. Разработанная методика оптимизации распределения реактивных нагрузок реализована в модуль-программе OPVAR.

3. Для оптимального регулирования напряжения на шинах ТЭС целесообразно разработать микропроцессорные регуляторы.

#### Л и т е р а т у р а

1. С о к о л о в В.И. К задаче оптимизации распределения и баланса реактивной мощности в энергетической системе. - Электричество, 1974, № 8, с. 22-25.

2. М о с к а л е в А.Г. Автоматическое регулирование напряжения на шинах электростанций и распределение реактивной нагрузки между генераторами: Лекция. М.: МЭИ, 1957. 17 с.

3. З и с м а н Л.М. Критерий и методы внутростанционного распределения реактивной мощности. - Изв. АН СССР. Энергетика и транспорт, 1981, № 3, с. 64-72.

4. Турбогенераторы: Расчет и конструкция / В.Б. Титов, Г.М. Хуторецкий, Г.А. Загорная и др. Л.: Энергия, 1967. 894 с.

5. Л е й с а л у А.Л. Определение формул потерь активной мощности генераторов. - Тр. Таллинск. политехн. ин-та, 1983, № 549, с. 41-49.

6. Комплексная методика и программа оптимизации режимов конденсационных электрических станций ОПТЭС-2 / М.Х. Валдма, М.Э. Кээл, О.Н. Лийк и др. - Тр. Таллинск. политехн. ин-та, 1983, № 549, с. 19-30.

A. Leisalu

The Optimal Load Planning of Reactive Power between the Turbo-Generators in the Power Station

Summary

A method of optimal reactive load dispatching between the turbo-generators is described here. The base of this method is the equality of incremental rates of fuel from the reactive power. The principle of the optimal voltage adjustment is described as well.

A computer program has been developed.



### НЕКОТОРЫЕ РЕЗУЛЬТАТЫ ИССЛЕДОВАНИЯ ВЛИЯНИЯ РАЗЛИЧНЫХ ФАКТОРОВ НА ПЕРЕРАСХОД ТОПЛИВА В ЭНЕРГЕТИЧЕСКОЙ СИСТЕМЕ

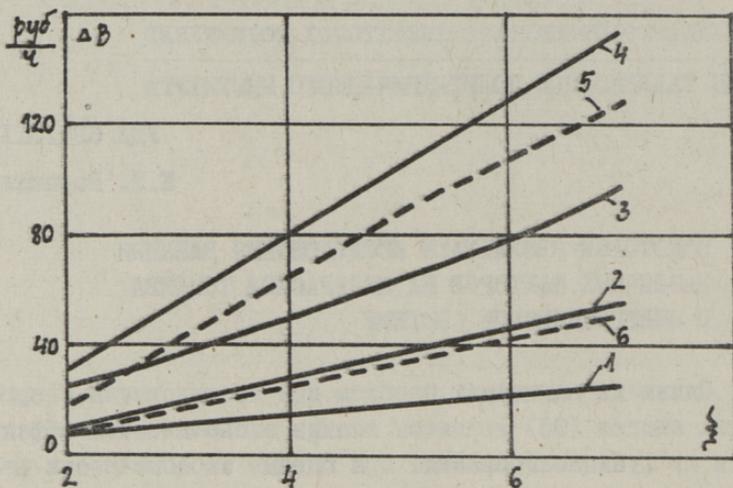
Одним из важнейших проблем при исследовании энергетических систем (ЭС) является анализ экономической эффективности их функционирования. При оценке экономичности работы ЭС обычно производится анализ расхода топлива или затрат на топливо в различных режимах работы [1, 2]. При анализе экономичности режимов ЭС в настоящей работе налагаются результаты исследования влияния следующих факторов на суммарный расход топлива:

- 1) изменение характеристик относительных простоев (ХОП) тепловых электростанций (ТЭС) — фактор 1;
- 2) изменение нагрузок узлов (2) и обменных мощностей ЭС (3);
- 3) ограничения по энергоресурсам электростанций (4);
- 4) учет потерь в сети (5).

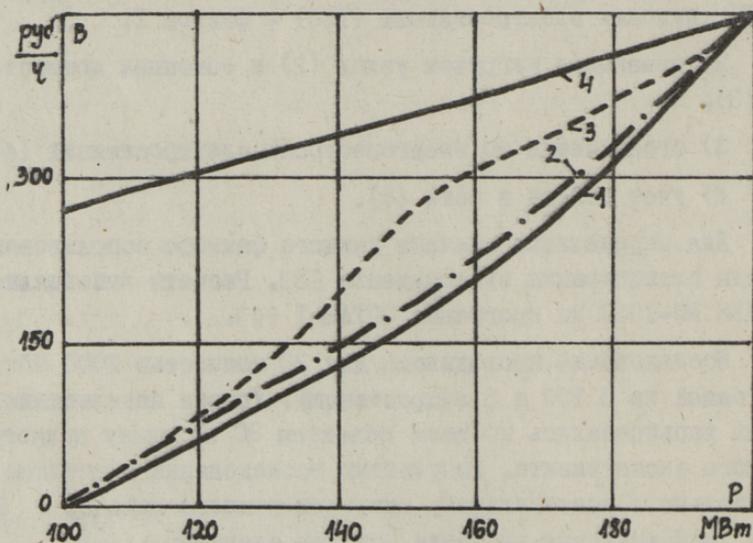
Для определения влияния каждого фактора использованы методы планирования эксперимента [3]. Расчеты выполнялись на ЦВМ ЕС-1033 по программе ОПТАН-1 [4].

Исследование проводилось для ЭС мощностью 2000 МВт, состоящей из 5 ТЭС и 5 гидроэлектростанций. Уровни независимых факторов варьировались по всем объектам ЭС по плану полного факторного эксперимента. Результаты исследования вычислены относительно к максимальному значению каждого выхода. При этом максимальные значения выходов следующие:

- 1) суммарные затраты на топливо в ЭС при оптимизации режима по критерию минимума расхода топлива  $B_{\min} = 8512$  руб/ч,
- 2) суммарные затраты на топливо в ЭС при оптимизации режима по критерию максимума расхода топлива  $B_{\max} = 8862$  руб/ч.



Фиг. 1. Зависимости перерасхода топлива от отношений наклонов ХОП сравниваемых ТЭС при следующих зафиксированных значениях нагрузок ЭС: 1 - 120 МВт, 2 - 130 МВт, 3 - 140 МВт, 4 - 150 МВт, 5 - 170 МВт, 6 - 190 МВт.



Фиг. 2. Зависимости суммарного расхода топлива от нагрузки ЭС: 1 -  $V_{\min}$ , 2 -  $V_{\text{eq}}$ , 3 -  $V_{\text{max}1}$ , 4 -  $V_{\text{max}2}$ .

3) экономическая область оптимизации режима (длина интервала  $[B_{\min}, B_{\max}]$ )  $\Delta B = 1550$  руб/ч.

Вычисленные значения главных эффектов всех рассмотренных факторов и их производных приведены в таблице I.

Т а б л и ц а I

Главные эффекты факторов, влияющих на расход топлива и их производные

Вычисленные показатели		Факторы				
		I	2	3	4	5
Главные эффекты при	$B_{\min}$	0,116	0,332	-0,032	-0,113	0,005
	$B_{\max}$	0,110	0,257	-0,019	-0,110	0,006
	$\Delta B$	0,016	-0,398	0,043	-0,014	0,017
Производные главных эффектов при	$B_{\min}$	1154,1	13,0	-5,2	-6798	30,1
	$B_{\max}$	1200,5	10,5	-3,3	-754,3	41,1
	$\Delta B$	31,0	-2,8	1,3	-12,7	15,4

Из результатов расчета следует, что при определении суммарного расхода топлива в ЭС более значительными факторами являются нагрузки узлов, ХОП ТЭС и ограничения по энергоресурсам электростанций. На экономическую область оптимизации отрицательно влияют в основном значения нагрузок узлов, т.е. при увеличении суммарной нагрузки ЭС экономическая область оптимизации режима уменьшается. Как видно из численных значений производных главных эффектов, существенное влияние на рассматриваемые процессы оказывает небольшое изменение значений относительных приростов (ОП) в ХОП электростанций. В связи с этим дополнительно исследовалось влияние формы ХОП на расход топлива, а именно:

- 1) влияние наклона выпрямленной ХОП,
- 2) влияние отклонения действительной ХОП от выпрямленной формы.

Для учета случайных изменений ХОП следует при оптимизации режима ЭС использовать плановые ХОП, которые вычисляются на основе исходных ХОП и вероятностных характеристик отклонений мощности. При этом наблюдается следующая закономерность при увеличении значений среднеквадратичного отклонения мощности; плановая ХОП все больше отличается от исходной ХОП и приближается к прямому отрезку [5].

Следовательно, в определенных условиях целесообразно использовать выпрямленные ХОП.

При определении влияния формы ХОП предполагалось, что ЭС состоит из двух ТЭС, причем варьируемой является ХОП одной станции.

Отношения наклонов ХОП сравниваемых ТЭС вычислялись по формуле:

$$\xi = \frac{\xi_i}{\xi_0}, \quad (1)$$

где

$$\xi = \frac{b_i^+ - b_i^-}{P_i^+ - P_i^-}. \quad (2)$$

Здесь  $\xi_i, \xi_0$  - значения наклонов ХОП  $i$ -й ТЭС и ТЭС с неизменной ХОП;

$P_i^+, P_i^-, b_i^+, b_i^-$  - максимальное и минимальное допустимые значения мощности  $i$ -й ТЭС и соответствующие им ОП.

В результате анализа получены зависимости  $\Delta B(\xi)$  при зафиксированных значениях нагрузок ЭС, изображенные на фиг. 1.

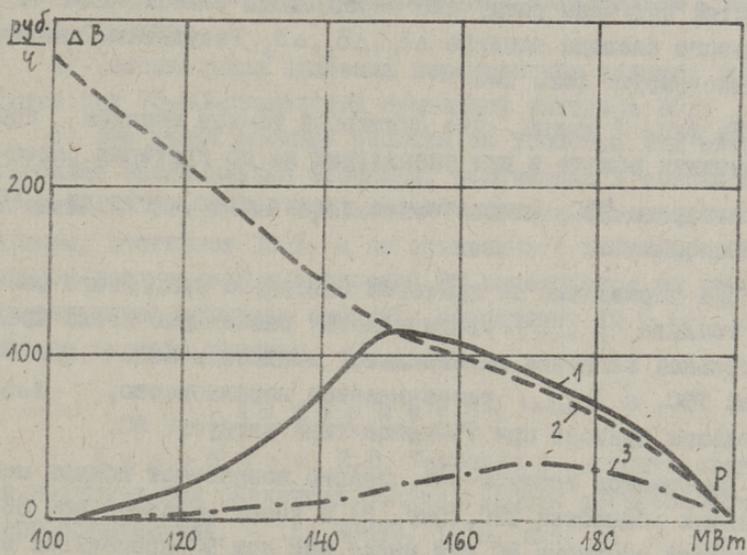
Здесь видно, что перерасход топлива  $\Delta B$  возрастает с увеличением отношений наклонов ХОП и тем быстрее, чем больше нагрузка ЭС. Максимальная величина перерасхода топлива составляет 31 % от суммарного расхода топлива (без учета расхода топлива на холостой ход станции) при 75-процентной загрузке ЭС.

При анализе влияния формы ХОП ТЭС на перерасход топлива для одной станции выбирались различные ХОП (прямая, ступенчатая и кривая) по принципу постоянства суммарного расхода топлива ТЭС, а ХОП второй ТЭС оставалась неизменной. При исследовании применялись (кроме оптимального) еще следующие методы распределения мощностей:

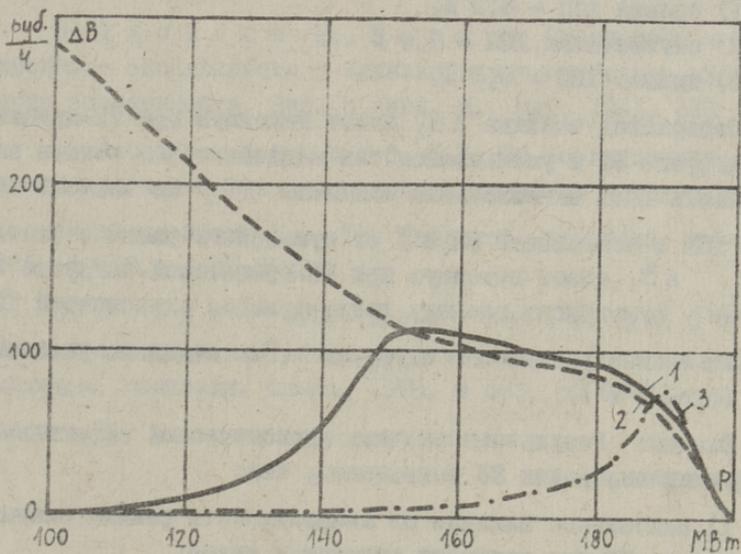
1) распределение по принципу равенства загрузки обеих электростанций (при этом имеет место суммарный расход топлива  $B_{eq}$ );

2) обе станции работают на холостом ходу и в первую очередь загружается менее экономичная ТЭС -  $B_{max1}$ ;

3) обе станции отключены и в первую очередь включается и загружается менее экономичная ТЭС -  $B_{max2}$ .



Фиг. 3. Перерасходы топлива при прямой ХОП: 1 -  $\Delta B_2$ , 2 -  $\Delta B_3$ , 3 -  $\Delta B_1$ .



Фиг. 4. Перерасходы топлива при ступенчатой и кривой ХОП: 1 -  $\Delta B_2$ , 2 -  $\Delta B_3$ , 3 -  $\Delta B_1$ .

В соответствии с принятыми методами распределения мощностей получены следующие перерасходы относительно оптимального расхода топлива  $\Delta B_1, \Delta B_2, \Delta B_3$ . Результаты анализа иллюстрируют фиг. 2-4.

На фиг. 2 видно, что суммарный расход топлива при оптимизации режима и при управлении им по критерию равенства загрузки ТЭС, возрастает с увеличением нагрузки ЭС пропорционально.

При управлении по критерию максимума суммарного расхода топлива  $B_{max2}$  увеличивается равномерно после предварительной загрузки максимальной мощностью менее экономичной ТЭС, а  $B_{max1}$  увеличивается неравномерно, имея наибольший прирост при 75-процентной загрузке ЭС.

Перерасход топлива  $\Delta B_1$  плавно возрастает вблизи максимальных мощностей ТЭС (фиг. 3) и имеет максимум при 85-процентной загрузке ЭС или имеет пик при 95-процентной загрузке (фиг. 4). Получены следующие максимальные значения  $\Delta B_1$  относительно суммарного расхода топлива (без учета расхода топлива на холостой ход ТЭС):

- 1) прямая ХОП - 6,3 %
- 2) ступенчатая ХОП - 7,9 %
- 3) кривая ХОП - 9,6 %.

Перерасход топлива  $\Delta B_2$  имеет максимум при 75-процентной загрузке ЭС и уменьшается тем медленнее чем больше нелинейность ХОП. Максимальные значения  $\Delta B_2$  не зависят от формы ХОП и составляют 24,4 % от суммарного расхода топлива ЭС.  $\Delta B_3$  имеет максимум при 50-процентной загрузке ЭС и равен суммарному расходу топлива менее экономичной ТЭС. При дальнейшем увеличении нагрузки  $\Delta B_3$  медленно уменьшается (фиг. 3 и 4).

Выводы: Результаты анализа экономической эффективности функционирования ЭС показывают, что:

- 1) наибольшее влияние на экономичность режима оказывает нагрузка ЭС или нагрузки отдельных узлов;
- 2) существенное влияние на суммарный расход топлива в ЭС оказывают изменения ХОП электростанций;

3) перерасход топлива в ЭС возрастает с увеличением нелинейности и отношений наклонов ХОП параллельно работающим станциям;

4) максимальные значения перерасходов топлива наблюдаются при 75-90-процентной суммарной загрузке ЭС;

5) без учета расхода топлива на холостой ход станции возможная максимальная экономия, получаемая в результате оптимизации режима по сравнению с самым неэкономичным режимом, достигает 30 %, а по сравнению с режимом, при котором распределение мощностей ЭС выполняется по критерию равенства загрузки станций, составляет 10 % от суммарного расхода топлива.

### Л и т е р а т у р а

1. Л а з е б н и к И.В. Методика и алгоритм сравнения издержек при различных режимах работы энергосистем и энергообъединений. - Тр. ВНИИЭ, 1978, вып. 54, с. 132-141.

2. Влияние структуры выработки электроэнергии на повышение эффективности работы энергосистемы / В.Б. Паймухин, А.А. Медоян, Э.Х. Араколян, Ю.К. Семенов, А.С. Миронов. Электрические станции, 1976, № 10, с. 43-46.

3. Д ж о н с о н Н., Л и о н Ф. Статистика и планирование эксперимента в технике и науке: Методы планирования эксперимента. Пер. с англ. М., Мир, 1981. 518 с.

4. В а н а м ё л ь д е р К.У. Об исследовании оптимизируемости режимов энергетических систем методом планирования экспериментов. - Тр. Таллинск. политехн. ин-та, 1983, № 549, с. 51-55.

5. В а л д м а М.Х., Д е л у м е з с Х.Э. О чувствительности плановых характеристик энергообъектов. - Тр. Таллинск. политехн. ин-та, 1978, № 453, с. 63-72.

The Influence of Different Factors on the Fuel  
Over-Consumption of Power Systems

Summary

The influence of several factors on the fuel consumption are presented here. The influence of the following factors is observed: 1) the variation of incremental cost curves of power station; 2) the dependence on their forms; 3) the variation of the power station load; 4) the limits to the fuel resources of power stations; 5) transmission losses.

И.Э. Перкман, П.Х. Раэсаар, А.Х. Сяльд

## ПЕЧАТЬ СХЕМ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СЕТЕЙ НА ЦВМ

В настоящее время эксплуатируется множество программ расчета установившегося режима электрической сети. Результаты расчета по этим программам дают достаточно полное представление о режиме сети. Однако массивы результатов труднообозримы и нуждаются в трудоемкой обработке, к которой ЦВМ мало привлекаются — анализ результатов производится в основном пользователем программ вручную. Поэтому актуальным является разработка усовершенствованных программ расчета, содержащих блоки анализа результатов или, до появления таких программ, отдельных программ анализа, работающих в стыковке с существующими программами расчета установившихся режимов.

В [1] описана программа ARSRES, предназначенная для стыковки с программами расчета установившегося режима электрической сети ВНИИЭ — ВЦТУ типа Б и позволяющая автоматизировать процесс обработки результатов расчета. Программа выделяет узлы с максимальными и минимальными напряжениями, проверяет нахождение режимных параметров элементов сети (узлов, ЛЭП, трансформаторов) в допустимых пределах, определяет по коэффициентам трансформации трансформаторов их ступени и выводит некоторые другие показатели. Конкретные объемы анализа могут быть варьированы с помощью управляющей информации. Для хранения сравнительно редко изменяющейся информации о сети (названия узлов и ветвей, допустимые пределы величин и т.д.) предусматривается создание специального файла NETDAT на магнитном диске (МД). Результаты анализа отображаются в виде соответствующих таблиц.

Однако для повышения наглядности и удобства использования целесообразно результаты расчета представлять на схе-

мах сети. Поэтому описанная в [1] программа была дополнена подпрограммой печати схем.<sup>1</sup>

По имеющимся сведениям блоки печати схемы сети применяются многими пользователями программ режимных расчетов, однако, в большинстве случаев они имеют локальный характер и составлены применительно к конкретной энергосистеме.

Разработанная подпрограмма носит универсальный характер и позволяет печатать любые схемы (или таблицы) по заранее подготовленным формам печати. Последние хранятся в специальном файле SCEDAT на МД. Элементы форм печати вводятся как исходная информация при создании указанного файла специальной программой SKEEM.

Подпрограмма печати схем позволяет:

- печатать страницы со схемами сети или ее участков с данными анализируемого режима (называемые в дальнейшем однорежимными страницами). Такая печать позволяет воспринимать результаты во взаимосвязи всех параметров режима и всех элементов сети, а также выявить грубые ошибки расчета. Всего можно печатать до 15 различных однорежимных страниц;

- печатать страницы со схемами и/или таблицами с данными нескольких анализируемых режимов (называемые в дальнейшем многорежимными страницами). Подобные распечатки позволяют наглядно сопоставлять результаты расчетов нескольких режимов. Всего можно вывести на печать до 10 различных многорежимных страниц. Для печати многорежимных страниц подпрограмма печати схем записывает данные очередного анализируемого режима на соответствующие страницы в файле SCEDAT.

Конкретные номера выводимых на печать страниц, вид обработки многорежимных страниц (печать и/или запись данных в файл), а также экзemplярность печати определяются управляющей информацией. Имеется, однако, возможность автоматического вывода на печать однорежимных страниц со схемами участков сети, содержащих элементы с вышедшими за допустимые пределы режимными параметрами. Такие распечатки облегчают

1

В составлении программы принимал участие к.т.н. В.Э. Треуфельдт.

анализ режима участков сети, работающих в наиболее тяжелых условиях.

В файле SCEDAT исходная информация представляется по страницам. Для каждой страницы должны быть заданы элементы формы печати страницы, коды печатаемых на странице числовых данных и некоторые общие показатели для страницы.

Элементы формы печати задаются записями. Для каждой записи указываются номера начальной и конечной строк и начального и конечного столбцов, в которых повторяется данная запись, а также длина записи. Указанным показателям последует сама запись из любых литералов алфавита ФОРТРАНа. Литералы наносятся по строкам последовательно на участок страницы, определенный номерами строк и столбцов до заполнения этого участка.

По кодам подпрограмма печати перед печатанием страницы записывает в форму печати ее числовые данные анализируемого режима. Каждый код содержит следующую информацию:

- знак числа;
- признак массива, с которого подпрограмма печати берет печатаемое число. Признаками приняты буквенные обозначения массивов;
- координаты (т.е. номера строки и столбца) расположения десятичной точки печатаемого числа на распечатке;
- количество разрядов целой и дробной частей печатаемого числа;
- номер узла или номера начального и конечного узлов ветви и номер параллельной цепи ветви.

Несколько печатаемых параметров могут иметь одни и те же координаты. В этом случае на данное место печатается сумма этих параметров. Суммирование происходит с учетом знака, указанного в коде.

В качестве общих данных задаются для многорежимных страниц количество режимов, представляемых на странице и значения смещения позиции печати числовых данных разных режимов по строкам и по горизонтали.

Конкретное число печатается в строке

$$R = N_{\text{стр}} + N_{\text{п}} \cdot C_{\text{в}},$$

а месторасположение десятичной точки числа по горизонтали определяется, как

$$V = N_{\text{стр}} + N_{\text{п}} C_{\text{г}},$$

где  $N_{\text{стр}}, N_{\text{ст}}$  - номера строки и столбца расположения десятичной точки числа, указанные в коде печати;

$N_{\text{п}}$  - кратность смещения параметра (является управляющим параметром программы ARSRES);

$C_{\text{в}}, C_{\text{г}}$  - значения смещения печати по вертикали и по горизонтали.

Рассмотренные программы составлены на языке ФОРТРАН для работы в операционной системе ОС/ЕС и внедрены в Эстонглавэнерго.

Принципы, примененные в указанных программах, могут быть использованы при разработке новых усовершенствованных программ расчета режима, содержащих блоки автоматического анализа результатов расчета и печати схем (или многорежимных таблиц), а также при создании систем сбора, обработки и отображения информации о режимах работы энергосистемы в реальном масштабе времени.

#### Л и т е р а т у р а

И. Раэсаар П.Х., Сильд А.Х., Тийги - мяги Э.А. Программа анализа результатов расчета стационарного режима электрической сети. - Тр. Таллинск. политехн. ин-та, 1983, № 549, с. 57-63.

I. Perkman, P. Raesaar, A. Sild

#### Computer Printing of Electrical Network Schemes

##### Summary

Principles of a computer program for printing electrical network schemes with data of one or several load flows are observed. The program is written in FORTRAN and has universal character.

ОЦЕНИВАНИЕ ПАРАМЕТРОВ МАТЕМАТИЧЕСКОЙ МОДЕЛИ  
НАГРУЗКИ ЭНЕРГЕТИЧЕСКОЙ СИСТЕМЫ

1. Постановка задачи. Математическая модель нагрузки, рассмотренная в [1, 2], описывает изменения математического ожидания и дисперсии нагрузки во времени и ее зависимость от метеорологических факторов. Эта модель зарекомендовала себя при анализе и прогнозировании как суммарных, так и узловых нагрузок энергетической системы. Точность и достоверность модели достигается прежде всего точностью ее параметров, подлежащих оцениванию на основе статистических данных.

Составляющие, а вместе с тем и параметры рассматриваемой математической модели могут быть физически истолкованы. Имеются составляющие, описывающие общий рост (тренд) нагрузки, ее внутринедельные, месячные и сезонные изменения и некоторые другие закономерности. Отдельная группа параметров относится к составляющим, учитывающим стохастические свойства нагрузки и ее зависимость от метеорологических факторов. Всего в модели насчитывается около 900 параметров.

Прямое оценивание всех указанных параметров практически неосуществимо. По физическим соображениям можно, однако, подразделить параметры на ряд слабо связанных групп и назначить очередность их оценивания. Иначе говоря, возможна декомпозиция задачи оценивания. Полученные таким образом оценки первого приближения могут быть впоследствии уточнены итеративным путем.

Количественно наибольшее значение имеют составляющие, описывающие недельное и сезонное изменения нагрузки. Поэтому соответствующие, основные, параметры модели подлежат оцениванию в первую очередь. На их основе могут быть определены значения всех остальных параметров [1, 2, 3].

Полное оценивание параметров математической модели предполагает наличие достаточного объема статистических данных. Необходимая частота регистрации данных определяется характером изменения нагрузки и требуемой точностью ее моделирования. Практически наименьшей допустимой частотой можно считать ежечасную регистрацию значений нагрузки. Длительность регистрации не может быть ниже наиболее длительного периода составляющих модели, т.е. одного года. Таким образом, минимально необходимыми являются данные за один год при ежечасной регистрации значений нагрузки. По таким данным могут быть оценены все параметры математической модели за исключением параметра тренда нагрузки. Последний оценивается по данным двух смежных лет.

Если интервал времени при регистрации данных превышает один час, то прямое оценивание всех параметров модели невозможно. Оказывается, однако, что при таких, неполных, данных оценивание осуществимо при применении нестатистических (экспертных) данных с учетом подобия графиков различных нагрузок [4].

Ниже рассматриваются вопросы оценивания основных параметров математической модели при полных статистических данных.

2. Оценка первого приближения. Рассмотрим математическую модель нагрузки в виде

$$P(t, h) = e^{\alpha t} [S(t, h) + R(t, h) \theta(t)], \quad (1)$$

где  $\alpha$  - параметр тренда,

$S(t, h)$  и  $R(t, h)$  - функции, описывающие изменения во времени математического ожидания и среднеквадратичного отклонения нагрузки.

$t$  и  $h$  - время, отсчитываемое с начала года и с начала недели, соответственно,

$\theta(t)$  - стационарный случайный процесс.

Функции  $S(t, h)$  и  $R(t, h)$  даются выражениями

$$S(t, h) = \mu(h) + \rho(h) s_0(t) + \varepsilon_1(h) \sin\left(\frac{2\pi}{T} t\right) + \varepsilon_2(h) \sin\left(\frac{4\pi}{T} t\right), \quad (2)$$

$$R(t, h) = \sigma(h) r_0(t), \quad (3)$$

где  $T$  - длительность одного года.

Процесс  $\Theta(t)$  разбивается на основное слагаемое  $\Theta_0(t)$  и слагаемые  $\Theta_k(t)$ , учитывающие влияние метеорологических факторов, т.е.

$$\Theta(t) = \Theta_0(t) + \sum_k \Theta_k(t). \quad (4)$$

Согласно поставленной задаче требуется оценить параметры основных составляющих модели, определяющих внутринедельные и сезонные изменения нагрузки (т.е.  $\mu(h)$ ,  $\rho(h)$ ,  $\varepsilon_1(h)$ ,  $\varepsilon_2(h)$ ,  $\delta(h)$  и  $s_0(t)$ ,  $r_0(t)$ ) по временному ряду почасовых значений нагрузки за один год. Эти данные включают, однако, также дополнительные изменения нагрузки, прежде всего из-за влияния тренда и метеорологических факторов. В порядке первого приближения можно указанным влиянием пренебрегать. В случае, если параметры тренда среднеквадратичного отклонения и влияния метеорологических факторов предварительно оценены (получены в процессе итераций или заимствованы из моделей других нагрузок), то возможно указанное влияние заблаговременно исключить из исходных данных. Назовем такой пересчет нормализацией данных. Согласно (1), (2) и (4) нормализация осуществляется делением значений нагрузки на  $e^{\alpha t}$  и вычитанием влияния метеорологических факторов  $\sigma(h)r_0(t)\sum_k \Theta_k(t)$ .

Методика оценивания математического ожидания и среднеквадратичного отклонения по одной реализации случайного процесса основывается на особенности значений нагрузки смежных недель при фиксированных моментах времени недели [1]. В отличие от внутрисуточных (почасовых) изменений, приросты нагрузки за одну неделю довольно ограничены и изменяются во времени плавно. Это позволяет извлекать из временного ряда выборки, соответствующие фиксированным моментам времени недели и сглаживать их плавными кривыми, представленными, например, рядом Фурье небольшой степени. Назовем эти выборки характерными, а сглаживающие их кривые производящими функциями математического ожидания. При ежечасной регистрации данных получается, следовательно,  $7 \times 24 = 128$  характерных выборок и производящих функций, причем каждая выборка содержит 52 или 53 значения нагрузки.

Известное затруднение при сглаживании характерных выборок представляет необходимость в исключении неподходящих

значений нагрузок. Такие значения относятся к особым дням (государственные праздники, пред- и послепраздничные дни и т.п.), либо возникают вследствие аварийных режимов в энергетической системе или ввиду ошибок при регистрации и передаче данных. Значения нагрузок, относящиеся к особым дням, могут быть исключены на основе соответствующих признаков (календаря особых дней), предварительно заданным при сглаживании. Остальные неподходящие значения необходимо обнаружить в процессе сглаживания.

Показателем качества данных может служить величина отклонения нагрузки от математического ожидания, определяемого по сглаживающей функции. Подходящими могут быть признаны значения, не отклоняющиеся от математического ожидания больше, чем на среднееквадратичное отклонение, умноженное на коэффициент доверительности  $C_s$ , т.е.

$$|P_{ij} - S_{ij}| < C_s \sigma [P_{ij}]. \quad (5)$$

где  $S_{ij}$  - значение  $i$ -й производящей функции в момент времени  $t_j$ .

Поскольку значения среднееквадратичного отклонения первоначально не известны, необходимо организовать итерационный процесс, в котором после определения сглаживающей функции оценивается среднееквадратичное отклонение по заданной характерной выборке и выделяются неподходящие данные. Практические расчеты показывают, что такой итерационный процесс сходится при  $C_s > 2,3$ , а наиболее достоверные результаты достигаются при  $C_s = 2,7$ .

Совокупность производящих функций  $S_i(t)$  ( $i = 1, \dots, I$ ) является оценкой математического ожидания нагрузки. Для уменьшения количества параметров и увеличения достоверности оценки выполним аппроксимацию указанной совокупности. В этих целях нормализуем вначале функции  $S_i(t)$  выделением их среднееквадратичных значений  $\rho_i$ , а затем находим соответствующее арифметическое среднее  $s_0(t)$ , т.е. представим производящие функции в виде

$$S_i(t) = \rho_i s_0(t) + \Delta S_i(t). \quad (6)$$

Остаток  $\Delta S_i(t)$  может быть практически учтен только первым и третьим членами ряда Фурье. Если теперь предста-

вить свободные члены производящих функций  $\mu_i$ , их среднеквадратичные значения  $\rho_i$  и параметры  $\varepsilon_{1i}$  и  $\varepsilon_{2i}$  при первом и третьем членах ряда Фурье как значения некоторых функций  $\mu(h)$ ,  $\rho(h)$ ,  $\varepsilon_1(h)$  и  $\varepsilon_2(h)$  от внутринедельного времени  $h$ , то получим для математического ожидания выражение вида (2). Аналогично совокупность значений среднеквадратичных отклонений характерных выборок  $\sigma_i$  дает функцию  $\sigma(h)$ , представляющую внутринедельное изменение среднеквадратичного отклонения нагрузки. Функция, описывающая сезонное изменение среднеквадратичного отклонения  $r_0(t)$ , может быть определена дополнительным сглаживанием отклонений нагрузки. В первом приближении может быть принято  $r_0(t) \equiv 1$ .

Результатом приведенной выше схемы оценивания являются, таким образом, параметры функций  $s_0(t)$  и  $r_0(t)$ , представленные рядом Фурье (в дальнейшем —  $T$ -параметры) и почасовые значения функций  $\mu(h)$ ,  $\rho(h)$ ,  $\varepsilon_1(h)$ ,  $\varepsilon_2(h)$  и  $\sigma(h)$  ( $H$ -параметры). Эти параметры позволяют непосредственно вычислять математическое ожидание и среднеквадратичное отклонение нагрузки с интервалом один час. Соответствующие внутрисуточные значения можно, очевидно, получить интерполяцией  $H$ -параметров.

3. Уточнение параметров математической модели. Точность математического ожидания, полученного описанным выше способом, оценивается для суммарной нагрузки энергетической системы порядком 1...2%. Если такая точность не удовлетворяет при решении практических задач планирования режима, необходимо определить более точные оценки параметров математической модели нагрузки.

Некоторое уточнение параметров модели достигается при их усреднении. Возможность усреднения вытекает из того, что по приведенной методике оценки параметров вычисляются по данным одного года отдельно для каждого дня недели. В соответствии с тем могут быть усреднены оценки, полученные по данным ряда лет, а также параметры, соответствующие центральным рабочим дням. Усреднения целесообразно выполнять отдельно для недельных и суточных составляющих параметров с учетом тенденций изменения их среднеквадратичных значений [5].

Уточнение возможно также в части  $N$ -параметров модели, поскольку последние оценены до аппроксимации производящих функций. Уточнение выполняется аналогично определению производящих функций, т.е. отдельно для каждой характерной совокупности с выделением неподходящих данных по итеративной схеме.

Дальнейшие уточнения связаны с некоторым обобщением математической модели. Можно, именно, в выражении (2) заменить составляющие  $\sin(\frac{2\pi}{T}t)$  и  $\sin(\frac{4\pi}{T}t)$  на более общие функции  $s_1(t)$  и  $s_2(t)$  которые, аналогично функции  $s_0(t)$ , представлены рядом Фурье. Если рассматривать производящие функции как векторы в пространстве с базисом  $\{1, \sin(\frac{2\pi}{T}t), \cos(\frac{2\pi}{T}t), \dots\}$ , то указанное обобщение представляет переход к базису  $\{1, s_0(t), s_1(t), s_2(t)\}$  вместо базиса  $\{1, s_0(t), \sin(\frac{2\pi}{T}t), \sin(\frac{4\pi}{T}t)\}$ . Такой переход увеличивает точность и достоверность математического ожидания при условии, если новые координатные функции  $s_0(t)$ ,  $s_1(t)$  и  $s_2(t)$  лучше соответствуют характеру сезонного изменения нагрузки.

4. Программная реализация методики. По приведенным выше рассуждениям приходим к выводу, что оценивание основных параметров математической модели представляет довольно сложную задачу. Требования к оценкам, а вместе с тем и алгоритмы расчетов значительно зависят от характера нагрузок, качества исходных данных и роли каждой из нагрузок при планировании режима энергетической системы. Поэтому представляется, что полная формализация процесса оценивания нецелесообразна. Вместо того можно рассматривать отдельные укрупненные операции оценивания, которые объединяются в единый процесс в зависимости от конкретных условий. Как правило, в таком процессе должен участвовать также человек, особенно при первоначальном моделировании нагрузок в некоторой энергетической системе.

Из рассмотренной методики оценивания можем выделить следующие укрупнения операции:

- нормализация исходного статистического ряда;
- сглаживание характерных совокупностей;
- уточнение  $N$ -параметров;

- усреднение параметров для центральных рабочих дней;
- усреднение параметров, полученных по данным различных лет;
- оценивание параметра тренда нагрузки;
- выбор базиса для производящих функций (уточнение параметров);
- вывод промежуточных результатов оценивания в удобной для анализа форме.

В зависимости от конкретных условий из указанных операций составляется некоторый итеративный процесс оценивания. Как правило, такой процесс не включает все указанные операции. Так, нормализация данных возможна при известных параметрах влияния метеорологических факторов, а выбор базиса для производящих функций основывается на результатах предварительной обработки значительного объема данных.

Программно оценивание основных параметров математической модели реализуется соответствующим модулем системы анализа и прогнозирования нагрузок. Каждой укрупненной операции в этом модуле соответствует отдельная фаза, осуществленная в виде подпрограммы. Состав и последовательность, выполнения этих подпрограмм в процессе оценивания определяются средствами ведущей программы на основе управляющих директив [6].

### Л и т е р а т у р а

1. М е л ь д о р ф М.В. Математическая модель нагрузки энергетической системы. - Тр. Таллинск. политехн. ин-та 1976, № 403, с. 17-27.

2. В а л ь т и н Ю.Ю., М е л ь д о р ф М.В. Моделирование нагрузки энергетической системы с учетом метеорологических факторов. - Тр. Таллинск. политехн. ин-та, 1978, № 453, с. 37-51.

3. В а л ь т и н Ю.Ю., М е л ь д о р ф М.В., Т р е у ф е л ь д т Ю.Э. Моделирование нагрузок электроэнергетической системы и ее узлов в особые дни. - Тр. Таллинск. политехн. ин-та, 1978, № 453, с. 11-15.

4. В а л ь т и н Ю.Ю., М е л ь д о р ф М.В. Прогнозирование нагрузок узлов электроэнергетической системы по экспертным данным. - Тр. Таллинск. политехн. ин-та, 1978, № 453, с. 17-22.

5. М е л ь д о р ф М.В. Способ уточнения математической модели нагрузок энергетической системы. - Тр. Таллинск. политехн. ин-та, 1983, № 543, с. 65-72.

6. Ведущая программа комплекса обработки нагрузок энергетической системы / В.А. Йокк, М.В. Лепп, М.В. Мельдорф, Л.Н. Полтавцева. См. наст. сб. с. 73.

M. Meldorf

Estimation of the Parameters of the Mathematical Model for the Power System Load

Summary

Estimation of the parameters of the mathematical model based on the statistical data in different situations are examined here. Different estimation algorithms depending on the required precision are described as well.

В.А. Йокк, М.В. Лепп, М.В. Мельдорф,  
Л.Н. Полтавцева

## ВЕДУЩАЯ ПРОГРАММА КОМПЛЕКСА ОБРАБОТКИ НАГРУЗОК ЭНЕРГЕТИЧЕСКОЙ СИСТЕМЫ

I. Принципы обработки нагрузок. Обработка данных о нагрузках энергетической системы выполняется с целью их анализа и прогнозирования при планировании и оперативном управлении режимами энергетических систем. Требуется вычислять прогнозы нагрузок с упреждением от нескольких часов до одного года, осуществлять контроль и интерполяцию графиков нагрузок, их пересчет к заданным режимным и метеорологическим условиям и многое другое.

Центральное место при обработке данных имеет математическая модель нагрузки. Ниже исходим из модели, приведенной в [1]. Особенностью этой модели является то, что ее структура принимается общей для всех рассматриваемых в энергетической системе нагрузок независимо от объема и качества исходных данных или требуемых результатов. Вследствие того процесс обработки данных может быть разделен на три, в значительной степени независимые, этапа:

- выбор структуры модели,
- оценивание параметров модели,
- вычисление показателей нагрузки.

Выбор структуры модели представляет научную задачу, решаемую анализом и обобщением свойств нагрузок различных энергетических систем. Оценивание параметров осуществляется по мере поступления статистических и прочих данных о нагрузках и влияющих на них факторах в отрыве от определения практических показателей (например, прогнозов) нагрузки. Последние вычисляются по предварительно оцененным для каждой нагрузки параметрам модели непосредственно при решении задач планирования режима.

Указанный подход позволяет четко разграничить группы операций, выполняемых при оценивании параметров модели и вычислении показателей нагрузок. Ввиду относительной независимости этих групп операций, целесообразно каждой из них сопоставить отдельную программную единицу — модуль комплекса программ. При организации обмена данными между модулями только через специальный файл на магнитном диске, может быть достигнута практически полная программная независимость модулей.

В один модуль целесообразно объединить реализацию ряда близких по содержанию операций. Вследствие того модули могут иметь значительный объем и включать большое количество подпрограмм различного назначения. Каждый модуль содержит, как правило, корневую фазу, организующую обработку данных внутри модуля и ряд основных фаз, выполняющих отдельные укрупненные операции из заданной группы.

Задачей основной, ведущей программы является управление комплексом, т.е. организация обращений к модулям. Никаких операций обработки или ввода-вывода данных ведущая программа не выполняет. Управление осуществляется по соответствующим директивам, которые в наиболее совершенном виде могут рассматриваться как предложения специального языка управления комплексом. На основе управляющих директив ведущая программа назначает состав и последовательность выполняемых модулей. При каждом обращении формируются также параметры модуля, предназначенные для управления процессами внутри модуля.

Большое значение при организации обработки данных имеет своевременное обнаружение ошибок, возникающих ввиду неподходящих исходных данных или значений параметров модели, а также из-за возможных программных ошибок. Контроль за протеканием процесса обработки данных осуществляется во всех подпрограммах. При обнаружении ошибки выполнение подпрограммы прекращается, а управление передается ведущей программе. Задачей последней является обработка ошибок, т.е. вывод соответствующих сообщений и принятие решений о дальнейших действиях. Режим обработки ошибок вытекает из выполняемой директивы, либо назначается специальными, вспомогательными, директивами.

Ведущая программа в значительной мере независима от модулей комплекса. В зависимости от целей и условий эксплуатации комплекса могут быть применены различные версии ведущей программы. Ниже рассматриваются программы KRM4 на языке ФОРТРАН и KRMS, составленная при помощи системы проектирования трансляторов ELMA.

## 2. Ведущая программа KRM4. Ведущая программа

KRM4 реализует директивы в формате

```
*XXXXXXXXYYYnnn...n,
```

где \* - признак директивы,

XXXXXXXX - имя директивы,

YYY - суффикс,

nnn...n - поле параметров.

Признак директивы предназначен для выделения директивных карт среди прочих исходных данных. По имени директивы выбирается конкретный процесс обработки данных, а суффикс определяет возможный вариант этого процесса. Поле параметров включает значения ряда целых переменных, по которым определяются параметры выполняемых по заданной директиве модулей.

Директивы разделяются на прямые, комплексные и вспомогательные. По прямой директиве происходит обращение к заданному модулю, причем параметры директивы и модуля совпадают. Комплексная директива реализует более сложный процесс обработки данных с многократным обращением к различным модулям.

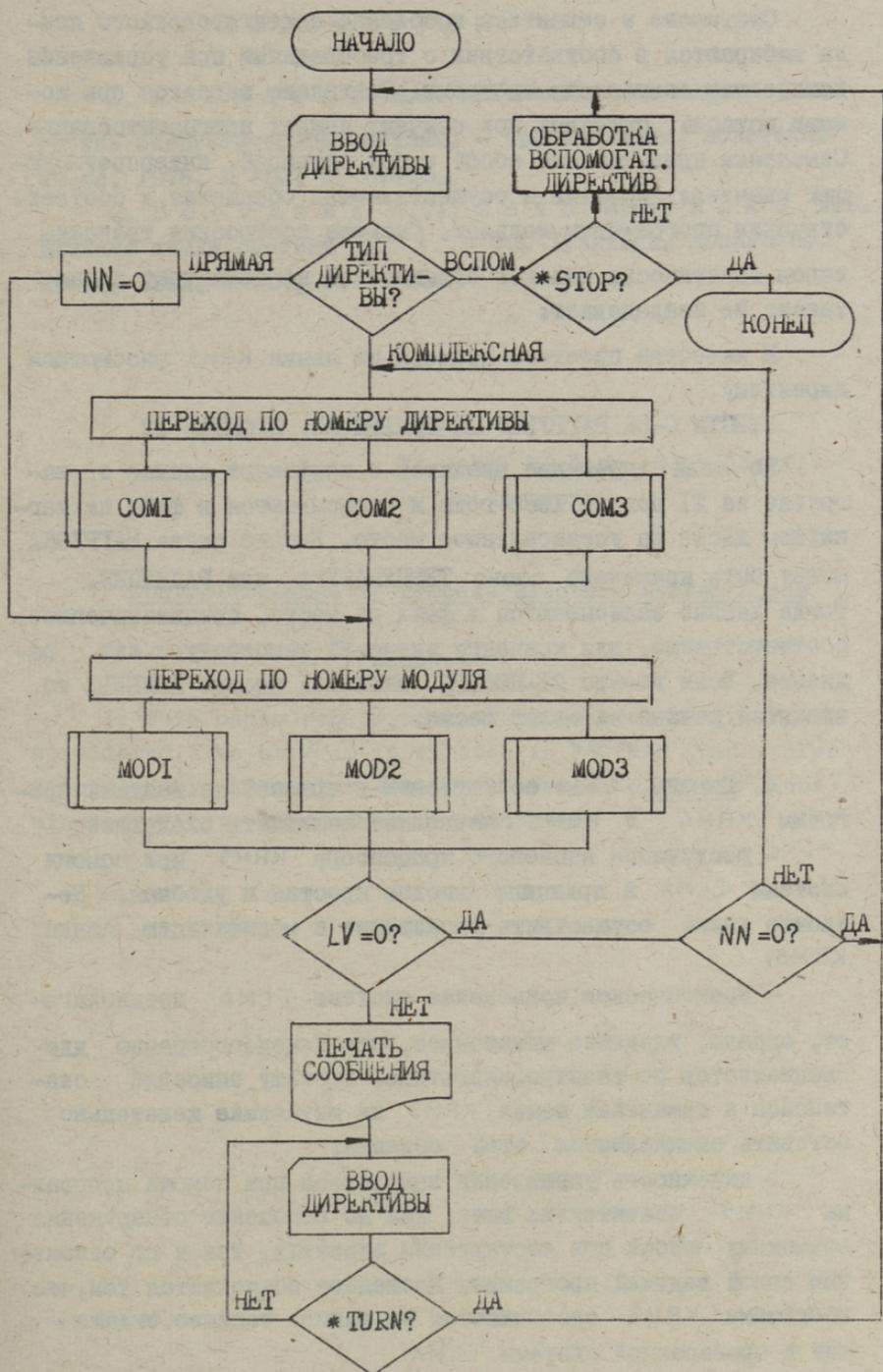
По вспомогательным директивам обращения к модулям не происходит, а выполняются лишь некоторые вспомогательные действия. Так директивой \*START, являющейся первой в последовательности директив, вводятся таблицы для управления записью данных в файл на магнитном диске. По директиве \*STOP происходит выход из комплекса программ. Директива \*DEBUG определяет режим печати промежуточных результатов подпрограммами комплекса. Директива \*TURN указывает сечение последовательности директив, откуда продолжается их обработка после возможного обнаружения ошибок.

Упрощенная блок-схема программы KRM4 приведена на фиг. 1. После ввода очередной директивы с перфокарт определяется ее тип. При прямой директиве признак NN устанавливается на нуль и происходит обращение к заданному модулю (на схеме - MOD1, MOD2 или MOD3). После выхода из модуля проверяется наличие ошибки по признаку LV, формируемому в подпрограммах. Если ошибки не обнаружено, происходит возврат в блок ввода директив. В противном случае печатается сообщение об ошибке и осуществляется поиск директивы \*TURN. Если последняя найдена, восстанавливается обычный порядок ввода и обработки директив.

Каждой комплексной директиве в ведущей подпрограмме соответствует специальная подпрограмма (на схеме - COM1, COM2 и COM3), которая вырабатывает номер и параметры очередного модуля, а также признак комплекса NN. После выполнения модуля управление возвращается к этой же подпрограмме. Возвращение к вводу следующей директивы происходит, если признак NN принимает нулевое значение.

3. Ведущая программа KRMS. Наиболее эффективное управление комплексами программ достигается при применении специальных проблемно-ориентированных языков. При создании таких языков стремятся максимально учитывать терминологию конкретной области применения и специфику решаемых задач. Этим обеспечивается надежность и удобство использования языка специалистами заданной области, не имеющими высокой квалификации в программировании.

Применение некоторого проблемно-ориентированного языка предполагает наличие специальной программы - языкового процессора, переводящего написанные на этом языке предложения в понятный для ЭВМ вид. Непосредственное составление языкового процессора на алгоритмическом языке является весьма сложным. Поэтому разработаны системы программирования, автоматизирующие их составление. Примером последних является система построения трансляторов ELMA, разработанная в ВЦ ТПИ [2]. Входом для этой системы является описание семантики и синтаксиса проблемно-ориентированного языка на специальном метаязыке, а выходом - конкретный языковый процессор на языке ФОРТРАН. В рассматриваемом случае последний представляет ведущую программу KRMS.



Фиг. 1. Упрощенная блок-схема ведущей программы.

Синтаксис и семантика проблемно-ориентированного языка выбираются в соответствии с требованиями при управлении конкретным комплексом программ. Синтаксис задается при помощи нотаций, принятых при обычных языках программирования. Семантика представляет собой набор операций, интерпретирующих значения директив и осуществляющих обращения к соответствующим программным модулям. Система построения трансляторов практически никаких ограничений на семантику и синтаксис не накладывает;

В качестве простого примера из языка KRMS рассмотрим директиву

**ВВЕСТИ С-ПК НАГРУЗКУ 21-НОЯБРЯ 83, МАСШТАБ 10**

По этой директиве вводятся с перфокарт данные о нагрузке за 21 ноября 1983 года и записываются в файл на магнитном диске на установленное место. Вместо слова НАГРУЗКА может быть применено слово ТЕМПЕРАТУРА или РАДИАЦИЯ. Тогда данные записываются в файл на место, предназначенное, соответственно, для хранения значений температуры или радиации. Если вместо 21-НОЯБРЯ написать просто НОЯБРЬ, то вводятся данные за целый месяц.

4. Выводы. Опыт составления и применения ведущих программ KRM4 и KRMS позволяет заключить следующее:

-- реализация языкового процессора KRMS при помощи системы ELMA в принципе вполне простая и удобная. Не сложно также осуществить расширение и модификацию языка KRMS;

-- практическое применение системы ELMA предполагает, однако, владение метаязыком, что нецелесообразно для специалистов по электроэнергетике. Поэтому описание синтаксиса и семантики языка KRMS на метаязыке желательно оставить специалистам этой области;

-- надежность управления комплексом при помощи программы KRMS значительно выше, как по отношению обнаружения возможных ошибок при составлении директив, так и по отношению самой ведущей программы. Последнее объясняется тем, что программа KRMS составляется на основе заранее отлаженной и проверенной системы ELMA.

## Л и т е р а т у р а

1. М е л ь д о р ф М.В. Математическая модель нагрузки энергетической системы. - Тр. Таллинск. политехн. ин-та, 1976, № 403, с. 57-65.

2. В о с г л а й д А.О., Л е п п М.В., Л и й б Д.В. Входные языки системы ELMA. - Тр. Таллинск. политехн. ин-та, 1982, № 524, с. 79-96.

V. Jokk, M. Lepp, M. Meldorf,  
L. Poltavtseva

### Control Program to Process Electric System Loads

#### Summary

In this paper requirements to a control program are considered. The program is written in FORTRAN and also generated by a Compiler Writing System. The pluses and minuses of both approaches are compared.



## ПРОГНОЗИРОВАНИЕ НАГРУЗОК УЗЛОВ ПРИ РАСЧЕТАХ СТАЦИОНАРНЫХ РЕЖИМОВ ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИЧЕСКОЙ СИСТЕМЫ

I. Введение. В условиях усовершенствования диспетчерского управления большое значение имеет автоматизированная подготовка исходных данных для расчетов стационарных режимов электроэнергетической системы (ЭЭС). Необходимыми данными при этом являются активные и реактивные нагрузки в узлах ЭЭС. Качество планирования режимов во многом зависит от достоверности прогнозов узловых нагрузок.

По существу узловые нагрузки не отличаются от суммарных нагрузок ЭЭС. Поэтому часто предлагается прогнозировать узловые нагрузки с помощью моделей созданных для суммарных нагрузок ЭЭС [1, 2, 3]. Однако при практической реализации такого подхода возникают определенные трудности из-за весьма большого количества узлов, а также из-за недостаточной наблюдаемости узловых нагрузок.

В целях преодоления этих трудностей для прогнозирования узловых нагрузок предлагаются относительно простые, но менее точные модели [4, 5], дающие результаты даже при весьма незначительном количестве исходных данных. Эти модели основаны на подобии графиков нагрузок разных узлов и ЭЭС. При этом прогнозы узловых нагрузок вычисляются с помощью коэффициентов распределения или несложных функций на основе заранее известных прогнозов суммарных нагрузок ЭЭС или нагрузок некоторых более крупных узлов.

С учетом большого разнообразия как мощностей узлов, так и информационной обеспеченности целесообразно при прогнозировании нагрузок узлов ЭЭС использовать одновременно оба подхода.

Исходя из наличия исходных данных можно различать три разных типа узлов. В узлах первого типа нагрузки измеряются за сутки и за каждый час. Сюда относятся суммарная нагрузка ЭЭС, а также некоторые более крупные узлы. В узлах второго типа нагрузка измеряется также за сутки, однако только в отдельные часы (обычно четыре раза в сутки). Нагрузки узлов третьего типа регистрируются только в ходе общесистемных измерений, как правило, за четверо суток в год.

2. Моделирование нагрузок узлов первого типа. Для моделирования нагрузок узлов первого типа можно использовать методику, разработанную на кафедре электрических систем Таллинского политехнического института [1, 2, 3]. При этом нагрузка (как активная, так и реактивная)  $P(t)$  рассматриваются как нестационарный случайный процесс

$$P(t) = e^{\alpha t} [S(t) + R(t)\theta(t)], \quad (1)$$

где  $\alpha$  - параметр тренда нагрузки,  
 $S(t)$  и  $R(t)$  - детерминированные функции, аппроксимирующие изменения во времени математического ожидания и среднеквадратичного отклонения нагрузки,  
 $\theta(t)$  - стационарный случайный процесс.

Функции  $S(t)$  и  $R(t)$  имеют сложную структуру и учитывают все основные характерные тенденции изменения нагрузки, в том числе сезонные, недельные и суточные периодичности, а также изменение нагрузки в особые дни.

Прогноз нагрузки с упреждением  $\tau$  вычисляется как условное математическое ожидание в виде

$$M_{\tau}[P(t)] = e^{\alpha t} [S(t) + R(t)M_{\tau}[\theta(t)]]. \quad (2)$$

Прогноз  $M_{\tau}[\theta(t)]$  процесса  $\theta(t)$  вычисляется методом Бокса-Дженкинса с учетом последних текущих данных и метеорологических условий (в основном температура воздуха) [3]. При отсутствии таких данных, а также при прогнозировании с упреждением  $\tau > 10$  суток, прогноз  $M_{\tau}[\theta(t)]$  приравнивается к нулю. Тогда прогноз нагрузки вычисляется как безусловное математическое ожидание

$$M[P(t)] = e^{\alpha t} S(t). \quad (3)$$

Среднеквадратичные погрешности прогнозов нагрузок узлов первого типа зависят от времени упреждения, от наличия текущих данных, а также от средней мощности узла и колеблются в пределах от 1,5 до 7 %.

3. Моделирование нагрузок узлов второго типа. В узлах второго типа нагрузка, как правило, измеряется четыре раза в сутки. При этом возникающая внутрисуточная неопределенность не позволяет непосредственно применять методику моделирования нагрузок узлов первого типа. Для преодоления этой трудности можно дополнительно использовать ежечасные общесистемные замеры, которые предварительно усредняются по однотипным дням и определяются характерные графики нагрузки для рабочего и для выходного дней. Тогда нагрузки узлов второго типа  $P(t)$  в промежуточные часы можно определить путем линейного интерполирования отношений нагрузок

$$P(t) = P_{cp}(t) \left[ \frac{P(t_1) \cdot t_2 - t}{P_{cp}(t_1) \cdot t_2 - t_1} + \frac{P(t_2) \cdot t - t_1}{P_{cp}(t_2) \cdot t_2 - t_1} \right], \quad (4)$$

где  $P(t)$  - нагрузка узла второго типа;

$P_{cp}(t)$  - характерный суточный график, определенный по общесистемным замерам;

$t_1$  и  $t_2$  - смежные моменты времени измерения нагрузки узла второго типа,

$t$  - рассматриваемый момент времени ( $t_1 \leq t \leq t_2$ ).

В результате получают значения нагрузки для всех необходимых моментов времени и при дальнейшем анализе и прогнозировании нагрузок узлов второго типа можно применять методику, математическую аппаратуру и расчетные программы, разработанные для суммарных нагрузок ЭЭС и узлов первого типа [1, 2, 3]. При этом некоторое повышение погрешностей (в среднем 1,1...1,5 раза) наблюдается только в промежуточные моменты времени.

4. Моделирование нагрузок узлов третьего типа. Узлы третьего типа, как правило, являются маломощными и погрешности в их прогнозах существенно не влияют на качество режимных расчетов. Поэтому для их нагрузок нет необходимости всегда использовать точные и сложные модели. С другой сто-

роны, эффективность точных моделей здесь уменьшается за счет весьма ограниченного количества исходных измерительных данных. Поэтому может оказаться целесообразным применение простых моделей, учитывающих подобие между разными нагрузками. В таком случае для нагрузки узла третьего типа определяется т.н. представительная нагрузка среди узлов первого или второго типов. Имея прогноз представительной нагрузки  $P_{np}(t)$  прогноз нагрузки узла третьего типа  $P(t)$  вычисляется с помощью уравнений линейной регрессии [4, 5]

$$P(t) = a + b P_{np}(t), \quad (5)$$

где  $a$  и  $b$  - коэффициенты уравнений регрессии, которые вычисляются по имеющимся общесистемным замерам

$$b = \frac{\sum_{i=1}^n P(t_i) P_{np}(t_i) - \frac{1}{n} \sum_{i=1}^n P(t_i) \sum_{i=1}^n P_{np}(t_i)}{\sum_{i=1}^n P_{np}^2(t_i) - \frac{1}{n} \left( \sum_{i=1}^n P_{np}(t_i) \right)^2}, \quad (6)$$

$$a = \frac{1}{n} \sum_{i=1}^n P(t_i) - \frac{1}{n} b \sum_{i=1}^n P_{np}(t_i), \quad (7)$$

где  $n$  - количество общесистемных замеров;

$t_i$  - момент времени  $i$ -го общесистемного измерения.

Качество модели (5) во многом зависит от выбора представительной нагрузки и характеризуется среднеквадратичной погрешностью  $\sigma$ , которая вычисляется по имеющимся измерительным данным

$$\sigma = \sqrt{\frac{1}{n-1} \sum_{i=1}^n [P(t_i) - a - b P_{np}(t_i)]^2}. \quad (8)$$

Среди возможных представительных нагрузок выбирается наиболее подобная к рассматриваемой нагрузке, обеспечивающая минимальное значение среднеквадратичной погрешности  $\sigma$ .

Погрешности прогнозов нагрузок узлов третьего типа обычно не превышали 10 %, только в отдельных неблагоприятных случаях они лежали в пределах от 10 до 20 %. Полу-

ченную точность можно считать удовлетворительной для режимных расчетов.

5. Согласование прогнозов нагрузок ЭЭС и ее узлов. Нужно отметить, что в ходе прогнозирования нагрузок отсутствует строгая согласованность прогнозов нагрузок узлов и суммарной нагрузки. В результате этого появляется некоторый небаланс мощностей  $\Delta P(t)$

$$\Delta P(t) = P_{\Sigma}(t) - \sum_{j=1}^m P_j(t) - \pi(t), \quad (9)$$

где  $P_{\Sigma}(t)$  - прогноз суммарной нагрузки ЭЭС,  
 $P_j(t)$  - прогноз нагрузки  $j$ -го узла,  
 $\pi(t)$  - потери мощности в сетях.

Потери мощности в сетях можно вычислить при расчете стационарного режима, либо определить исходя из суммарной нагрузки ЭЭС с помощью уравнения регрессии второго порядка. Небаланс  $\Delta P(t)$ , как правило, получается незначительный и может быть распределен между всеми расчетными узлами пропорционально их нагрузкам.

6. Программная реализация методики. Рассмотренная выше методика анализа и прогнозирования узловых нагрузок реализована в виде системы программы для ЕС ЭВМ. Разработанная система предназначена для работы в стыковке с программами расчета стационарных режимов ВНИИЭ - ВЦТУ серии Б. Программы составлены на алгоритмическом языке ФОРТРАН-4 в операционной системе ОС ЕС.

Создан банк данных в виде файла на магнитном диске, где хранятся все необходимые данные для анализа и прогнозирования активных и реактивных нагрузок узлов. Максимальное допустимое количество узлов - 140. Все исходные данные хранятся в течение двух лет.

Программная система имеет модульную структуру и выполняет следующие основные операции:

- ввод и контрольная печать исходных данных,
- моделирование нагрузок узлов первого типа,
- моделирование нагрузок узлов второго типа,
- моделирование нагрузок узлов третьего типа,

- прогнозирование нагрузок,
- согласование прогнозов узловых нагрузок с прогнозом суммарной нагрузки.

Контрольные расчеты проводились на базе данных о нагрузках 1982 и 1983 гг. Эстонской энергосистемы.

### Л и т е р а т у р а

1. М е л ь д о р ф М.В. Оценивание параметров математической модели нагрузки энергетической системы. - См. наст. сб. с. 65.

2. Вопросы прогнозирования нагрузок узлов электроэнергетической системы / Д.Ю. Вольтин, М.В. Мельдорф, Э.А. Тийгмяги, Д.Э. Треуфельдт. - Тр. Таллинск. политехн. ин-та, 1976, № 403, с. 85-88.

3. В а л ь т и н Д.Ю., М е л ь д о р ф М.В. Моделирование нагрузки электроэнергетической системы с учетом метеорологических факторов. - Тр. Таллинск. политехн. ин-та, 1978, № 453, с. 3-9.

4. С т а в р о в с к и й А.Н. Вопросы применения статистических методов к обработке исходных данных в расчетах экономического распределения активных нагрузок энергосистем. - В кн.: ВНИИЭ. Научно-техн. конференция. Рефераты докладов. М., 1969. с. 185-188.

5. С т а в р о в с к и й А.Н. Прогнозирование активных нагрузок по узлам сети при оптимизации режима энергосистем. - В кн.: Проблемы прогнозирования электропотребления по предприятиям и энергосистемам. М., 1970, с. 93-101.

J. Valtin, Ü. Treufeldt

#### Forecasting the Bus-load of a Power System for Load Flow Solution

#### Summary

Two methods of forecasting the bus-load are described here. An inadequate level of the initial data is taken into account. The program in the algorithmic language FORTRAN-4 is composed.

## С о д е р ж а н и е

1.	М.Х. Валдма, А.Л. Лейсалу, К.Ю. Мёллер, Х.-Э.Й. Таммоя. Методика комплексной оптимизации режимов теплоэлектроцентралей с учетом вероятностной информации.....	3
2.	М.Х. Валдма, О.Н. Лийк. Оптимизация режима энергетической системы с учетом неопределенности характеристик относительных приростов тепловых электростанций.....	23
3.	Х.Э. Лелумезс. Программа расчета минимаксных характеристик электростанций.....	39
4.	А.Л. Лейсалу. Оптимальное распределение реактивных нагрузок тепловых электростанций.....	45
5.	К.У. Ванамёлдер. Некоторые результаты исследования влияния различных факторов на перерасход топлива в энергетической системе.....	53
6.	И.Э. Перкман, П.Х. Раэсаар, А.Х. Сильд. Печать схем электрических сетей на ЦЕМ.....	61
7.	М.В. Мельдорф. Оценивание параметров математической модели нагрузки энергетической системы..	65
8.	В.А. Йокк, М.В. Лепп, М.В. Мельдорф, Л.Н. Полтавцева. Ведущая программа комплекса обработки нагрузок энергетической системы.....	73
9.	Ю.Ю. Вальтин, Ю.Э. Треуфельдт. Прогнозирование нагрузок узлов при расчетах стационарных режимов электроэнергетической системы.....	81





EESTI AKADEEMILINE RAAMATUKOGU



1 0200 00184972 2

Цена 70 коп.