ՀԱՅԿԱԿԱՆ ՍՍՌ ԳԻՏՈՒԹՅՈՒՆՆԵՐԻ ԱԿԱԴԵՄԻԱՅԻ ՏԵՂԵԿԱԳԻՐ
ИЗВЕСТИЯ АКАДЕМИИ НАУК АРМЯНСКОЙ ССР

Տեխնիկական գիտութ. սերիա XIV, № 5, 1961 Серия технических наук

ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКА

В. Г. БЕГЛЯРОВ

СПОСОБЫ ОПРЕДЕЛЕНИЯ ПОСТОЯННЫХ КОЭФФИЦИЕНТОВ λ ГИДРОСТАНЦИЙ. АЛГОРИТМ ДЛЯ ПОСТРОЕНИЯ ЭКОНОМИЧНОГО РЕЖИМА СМЕШАННОЙ ЭНЕРГОСИСТЕМЫ БЕЗ УЧЕТА ПОТЕРЬ В СЕТЯХ

§ 1. Постановка задачи. Математическим условием экономичности режима работы объединенной энергосистемы, состоящей из ТЭС и ГЭС, без учета потерь в сетях, по минимуму затрат топлива на ТЭС и при покрытии заданного графика нагрузки потребителя, является равенство в каждый момент времени относительных приростов [1, 2]

$$\frac{\partial T}{\partial P_т} = \lambda_1 \frac{\partial Q^1}{\partial P_{г1}} = \cdots = \lambda_m \frac{\partial Q_m}{\partial P_{гm}}, \tag{1}$$

или для краткости записи

$$\varepsilon_т = \lambda_1 \cdot \varepsilon_{г_1} = \cdots = \lambda_m \cdot \varepsilon_{гm}. \tag{2}$$

Здесь T и Q — соответственно, затраты топлива в системе ТЭС и расходы воды на ГЭС в зависимости от их нагрузок, λ — некоторые постоянные на рассматриваемый период времени коэффициенты. Значения их должны быть таковы, чтобы каждая ГЭС реализовала за рассматриваемый период времени заданный объём воды.

Равенство (1) является необходимым и достаточным условием экономичности режима если:

а) отметки верхних бьефов ГЭС практически постоянны;

б) время переходного процесса становления отметок нижних бьефов при изменении нагрузок ГЭС не учитывается.

Условие баланса мощностей имеет вид

$$P_н(t) - P_т(t) - \sum_{c=1}^{c=m} P_{гc}(t) = 0, \tag{3}$$

где $P_н(t)$ — нагрузка энергосистемы, t — время.

Известно, что коэффициенты λ для ГЭС могут быть найдены методом последовательных приближений. В этой статье рассматриваются

способы определения коэффициентов λ для любого числа ГЭС в системе и требующие наименьшего числа вычислительных операций.

§ 2. Способы определения коэффициентов λ. Рассматриваемые здесь два способа основаны на том, что для ГЭС предварительно определяются коэффициенты λ при постоянном графике нагрузки энергосистемы, а затем они уточняются для заданного переменного графика.

Пусть имеются жестко заданные расходные характеристики $Q_c(P_{гс})$ и характеристики относительных приростов $\varepsilon_{гс}(P_{гс})$ для гидростанций и характеристика относительных приростов $\varepsilon_т$ $(P_т)$ системы тепловых станций (рис. 1).

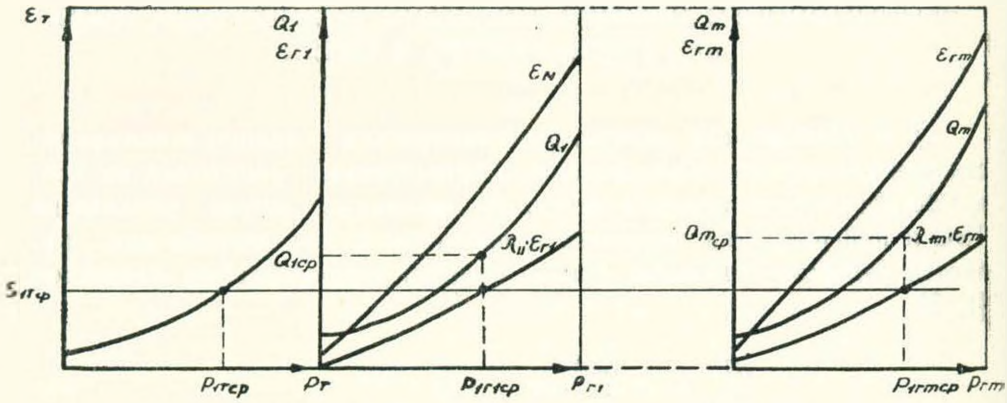


Рис. 1.

График нагрузки энергосистемы $P_н(t)$ за рассматриваемый период времени Δt, например сутки, ($\Delta t = 24$ часа) задан. Среднее интегральное значение нагрузки системы

$$P'_{нср} = \frac{\sum_{t=1}^{t=24} P_{нt}}{\Delta t}.$$

Обозначим суточный запас воды в водохранилище каждой ГЭС через V_c. Тогда среднесуточное интегральное значение расхода будет

$$Q'_{сср} = \frac{V_c}{\Delta t \cdot 3600}. \qquad (5)$$

Для данных $Q_{ср}$ по расходным характеристикам ГЭС находятся соответствующие средние значения нагрузок $P_{1гс_{ср}}$ в первом приближении. Здесь и ниже первый числовой индекс при соответствующих величинах — индекс приближения. Примем для него общее обозначение n.

Среднее значение нагрузки системы ТЭС в первом приближении

$$P_{1т_{ср}} = P'_{нср} - \sum_{c=1}^{c=m} P_{1гс_{ср}} \qquad (6)$$

По характеристике относительных приростов системы ТЭС для $P_{1\tau_{cp}}$ находится соответствующее значение $\varepsilon_{1\tau_{cp}}$. Так как условие равенства приростов (2) должно выполняться при любой форме графика нагрузки потребителя, величину коэффициента λ_{1c} для каждой ГЭС в первом приближении можно найти по формуле

$$\lambda_{1c} = \frac{\varepsilon_{1\tau_{cp}}}{\varepsilon_{\text{гс}}\,(P_{1\text{гс}_{cp}})}. \tag{7}$$

Построив для каждой ГЭС всю характеристику $\lambda_{1c} \cdot \varepsilon_{\text{гс}}\,(P_{\text{гс}})$, можно распределить реальный график нагрузки энергосистемы между всеми станциями, соблюдая условие равенства приростов. В результате мы можем получить, по крайней мере на первой ступени расчета, перерасход воды одновременно для всех ГЭС. Объяснение этого обстоятельства будет дано ниже, а пока рассмотрим дальнейшие ступени нахождения коэффициентов λ.

По полученным нагрузкам $P_{1\text{гс}}$ за каждый час можно найти расходы воды Q_{1c} за каждый час и подсчитать объем воды, который израсходовала бы каждая гидростанция, работая с данным коэффициентом λ.

$$V_{1c} = \sum_{t=1}^{t=24} Q_{1ct} \cdot 3600\,. \tag{8}$$

Небаланс в расходе воды будет равен

$$\Delta V_{1c} = V_c - V_{1c}. \tag{9}$$

Сложив алгебраически средний интегральный расход $Q_{c_{cp}}$ каждой ГЭС с величиной

$$\Delta Q_{1c} = \frac{\Delta V_{1c}}{3600 \cdot \Delta t} \tag{10}$$

и найдя новые средние значения расходов

$$Q_{2c_{cp}} = Q'_{c_{cp}} + \Delta Q_{1c} \tag{11а}$$

и нагрузок $P_{2\text{гс}_{cp}}$, $P_{2\tau_{cp}}$ описанным выше способом, находим значения λ_{2c} во втором приближении и т. д. Причем на всех дальнейших ступенях расчета, например на ступени K, в формулу (11а) вместо $Q'_{c_{cp}}$ подставляется значение $Q_{(k-1)c_{cp}}$, т. е.

$$Q_{kc_{cp}} = Q_{(k-1)c_{cp}} + \Delta Q_{(k-1)c}\,. \tag{11б}$$

Если в процессе расчета на какой-то ступени K для всех ГЭС одновременно знак ΔV_{kc} получится противоположным, также одновременно для всех ГЭС, знаку ΔV_{nc} ступени n, то новое значение $\lambda_{(k+1)c}$ найдется по формуле

$$\lambda_{(k+1)c} = \lambda_{nc} - \frac{|\,\lambda_{kc} - \lambda_{nc}\,|}{|\,\Delta V_{kc}\,| + |\,\Delta V_{nc}\,|} \cdot \Delta V_{nc}\,. \tag{12а}$$

или по формуле

$$\lambda_{(k+1)c} = \lambda_{kc} - \frac{|\lambda_{kc} - \lambda_{nc}|}{|\Delta V_{kc}| + |\Delta V_{kc}|} \cdot \Delta V_{kc} \qquad (12б)$$

Более просто новое значение λ может быть найдено как среднее арифметическое между двумя смежными.

Расчет ведется до получения достаточной для практики точности реализации заданного объема воды:

$$|\Delta Q_{kc}| \leqslant \Delta Q_{c\min}, \qquad (13а)$$

или

$$|\Delta V_{kc}| \leqslant \Delta V_{c\min}. \qquad (13б)$$

Второй метод нахождения коэффициентов λ основан на том же принципе, что и первый, однако, используя его мы не связаны каждый раз с необходимостью построения характеристики $\lambda_{nc} \cdot \varepsilon_{rc}(P_{rc})$.

Сущность его в следующем.

Из уравнения (2) видим, что

$$\varepsilon_т \cdot \frac{1}{\varepsilon_{rc}} = \lambda_c,$$

т. е. для различных значений λ мы имеем в плоскости $\left(\varepsilon_т, \frac{1}{\varepsilon_r}\right)$ семейство гипербол. Пусть нам заданы характеристики $\varepsilon_т(P_т)$, $Q_c(P_{rc})$ и $\frac{1}{\varepsilon_{rc}}(P_{rc})$.

Построим систему графиков, как изображено ниже на рис. 2. В данном случае взяты только две гидростанции.

Зная $Q_{c_{cp}}$ можно найти значения $P_{1rc_{cp}}$, $P_{1т_{cp}}$, $\varepsilon_{1т_{cp}}$, $\frac{1}{\varepsilon_{1rc_{cp}}}$, а в точках пересечения координат, соответствующих значениям $\varepsilon_{1т_{cp}}$ и $\frac{1}{\varepsilon_{1rc_{cp}}}$, найти нужную нам гиперболу и следовательно коэффициент λ_{1c} для каждой ГЭС в первом приближении с той или иной точностью. В дальнейшем для значений $P_{1т}$ и $\varepsilon_{1т}$ по соответствующей гиперболе ищутся для каждой ГЭС величины $\frac{1}{\varepsilon_{1rc}}$, Q_{1c} и P_{1rc} для любого переменного графика нагрузки энергосистемы $P_н(t)$. Причем подбираем $P_{1т}$ таким образом, чтобы в каждый момент времени выполнялось условие баланса мощностей (3).

Просуммировав для всех моментов времени значения Q_{1c} и найдя новые средние значения расходов $Q_{2c_{cp}}$ для каждой ГЭС описанным выше способом, находим следующие дискретные значения λ_{2c} и т. д. Значения коэффициентов λ между двумя смежными находим как их среднее арифметическое или по формулам (12а) и (12б).

Пределы коэффициентов λ для построения сетки гипербол находятся из выражений

$$\lambda_{max} = \frac{\varepsilon_{T\,max}}{\varepsilon_{r\,cmin}}; \qquad \lambda_{min} = \frac{\varepsilon_{T\,min}}{\varepsilon_{r\,cmax}}, \tag{14}$$

где $\varepsilon_{r\,cmin}$ и $\varepsilon_{r\,cmax}$ — наименьшая и наибольшая величина относительного прироста, имеющая место в системе ГЭС, а потому в общем случае $\varepsilon_{r\,cmin}$ и $\varepsilon_{r\,cmax}$ могут браться для различных гидростанций.

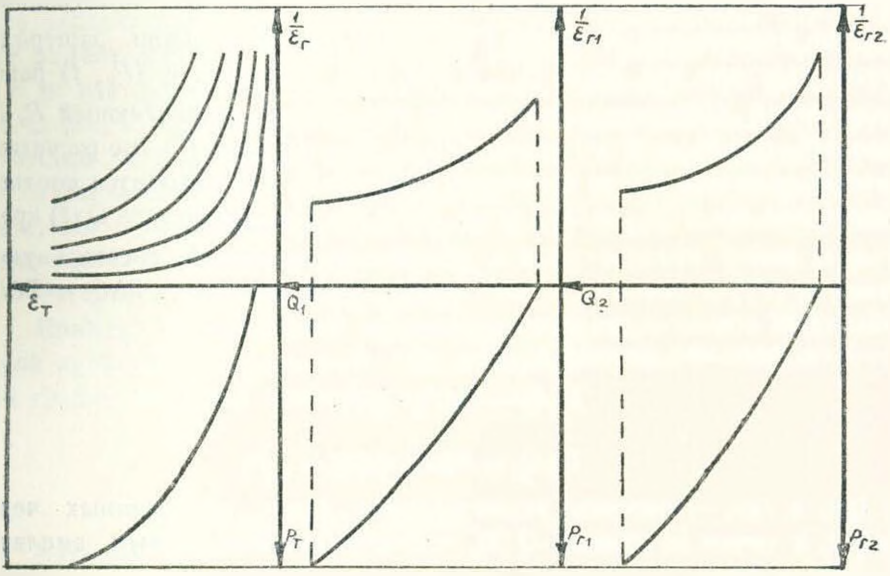


Рис. 2.

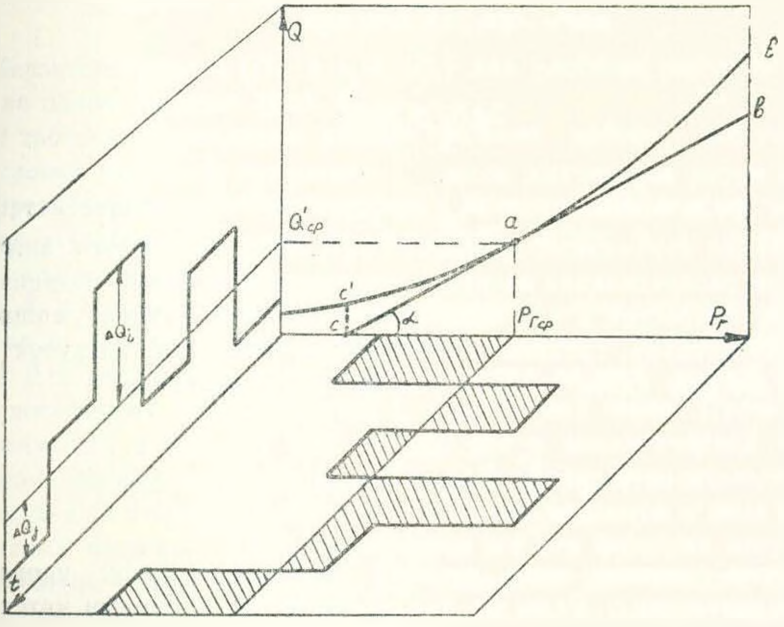


Рис. 3.

Теперь докажем, что коэффициент λ в первом приближении дает нам перерасход воды. Доказательство будет справедливо только в случае, если переменный график нагрузки ГЭС $P_{\text{г}}(t)$, получаемый при распределении нагрузки энергосистемы между всеми станциями по равенству приростов, будет находиться в интервале нагрузок данной ГЭС.

На рис. 3 точка a кривой $Q(P_{\text{г}})$ соответствует средним значениям $Q_{\text{гср}}$ и $P_{\text{гср}}$. Предположим, что $P_{\text{г}_{ср}}$ есть среднее интегральное значение переменной нагрузки ГЭС $P_{\text{г}}(t)$. Тогда площади заштрихованных участков над осью $P_{\text{г}_{ср}}$ и под нею в плоскости ($P_{\text{г}}$, t) равны между собой. Обозначим амплитуды переменной составляющей $P_{\text{г}}(t)$ через $\Delta P_{\text{г}i}$ и $\Delta P_{\text{г}j}$, а $Q(t)$ через ΔQ_i и ΔQ_j, где i и j — все расчетные моменты времени, когда ординаты графика $P_{\text{г}}(t)$ находятся соответственно над осью $P_{\text{г}_{ср}}$ и под нею. Если бы характеристика $Q(t)$ представляла собой прямую линию, например линию cb касательную к кривой $Q(P_{\text{г}})$ в точке a, то $\Sigma\Delta P_{\text{г}i} \cdot tg\alpha = \Sigma\Delta P_{\text{г}j} \cdot tg\alpha$, т. е. $\Sigma\Delta Q_i = \Sigma\Delta Q_j$ и заданный объем воды реализовался бы полностью.

Для реальной кривой $Q(t)$

$$\Sigma\Delta Q_i = \Sigma\Delta P_{\text{г}i} \cdot tg\alpha_i,$$

$$\Sigma\Delta Q_j = \Sigma\Delta P_{\text{г}j} \cdot tg\alpha_j,$$

где $tg\alpha_i$ и $tg\alpha_j$ — тангенсы углов наклона хорд, проведенных через точку a и точки на кривой $Q(t)$, соответствующие данным амплитудам $\Delta P_{\text{г}i}$ и $\Delta P_{\text{г}j}$.

Так как $tg\alpha_i > tg\alpha_j$ и $\Sigma\Delta P_{\text{г}i} = \Sigma\Delta P_{\text{г}j}$, то

$$\Sigma\Delta P_{\text{г}i} \cdot tg\alpha_i > \Sigma\Delta P_{\text{г}i} \cdot tg\alpha_j,$$

т. е.

$$\Sigma\Delta Q_i > \Sigma\Delta Q_j$$

и имеет место перерасход воды.

Мы предположили, что $P_{\text{г}_{ср}}$ каждой ГЭС есть среднее интегральное значение переменной нагрузки $P_{\text{г}}(t)$. Это получается автоматически при распределении нагрузки энергосистемы между станциями по равенству приростов и при выполнении условия баланса мощностей (3). Действительно, средние интегральные значения нагрузок всех станций должны удовлетворять условию (2) и условию

$$P_{\text{г}_{ср}} + \sum_{c=1}^{c=m} P_{\text{с}_{ср}} = P'_{\text{нср}}. \qquad (15)$$

Обоим этим условиям наши средние значения нагрузок удовлетворяют по построению. Если же они не были бы средними интегральными значениями, то „истинные“ средние интегральные значения

нагрузок должны быть на одних станциях меньше, чем данное среднее, на других больше, на некоторых может быть равно ему, так, чтобы условие (15) выполнялось. Но тогда не выполняется условие (2), так как для гладких монотонных кривых $\varepsilon_т$ $(P_т)$ и $\lambda_c \cdot \varepsilon_{гс}$ $(P_{гс})$ не существует множества значений нагрузок, которые в сумме дают одно и то же число, в частности $P_{нср}$ при равенстве ординат.

Величина перерасхода воды на любой ступени расчета может быть найдена как сумма нелинейных частей приращений ΔQ в каждый момент времени при отклонении режима работы ГЭС от точки a, т. е. как сумма вертикальных отрезков, заключенных между кривой Q $(P_г)$ и касательной cb, и соответствующих значению нагрузки в каждый данный момент времени. Так как в большинстве случаев эта сумма невелика, то найденные нами уже на первой ступени расчета, значение коэффициентов λ дают достаточную точность в реализации воды, не превышающую 1÷5%.

Рассмотрим конкретный пример:

Пример. На рис. 4 и 5 приведены характеристики ТЭС и ГЭС одной крупной энергосистемы. ГЭС высоконапорная, $H=380$ *м*. Суточный график нагрузки приведен на рис. 6,

$$P_{нср}=175{,}5 \text{ } мгвт,$$

$$Q_{ср}=20{,}5 \text{ } м^3/сек.$$

Находим

$$P_{1т_{ср}}=70 \text{ } мгвт, \qquad \varepsilon_{1т_{ср}}=0{,}776, \qquad \lambda_1=2{,}48,$$

$$P_{1т_{ср}}=105{,}5 \text{ } мгвт, \qquad \varepsilon_{1т_{ср}}=0{,}312.$$

Характеристики $\varepsilon_т$ $(P_т)$ и $\lambda_1 \cdot \varepsilon_г$ $(P_г)$ для удобства расчетов приведены на одном графике (рис. 7).

В таблице 1 приведены данные режима работы, построенного при условии равенства приростов.

Средний расход ГЭС получился в пределах точности расчета для условия равенства приростов равным 20,65 *м³/сек*. т. е. перерасход воды составил всего 0,75%.

§ 3. Алгоритм задачи для построения экономичного режима системы с помощью вычислительной машины дискретного действия. Для построения режима используется первый способ определения постоянных коэффициентов λ, изложенный выше. Пусть характеристики ГЭС и системы ТЭС заданы нам в аналитической форме. При этом они или предполагаются разрешимыми относительно всех входящих в них переменных или специально задаются в виде прямых и обратных функций. Для нашей задачи все эти функции могут быть представлены в виде полиномов, они находятся для каждой конкретной системы один раз и обновляются только по мере надобности. График нагрузки энергосистемы задается табличным способом. Изве-

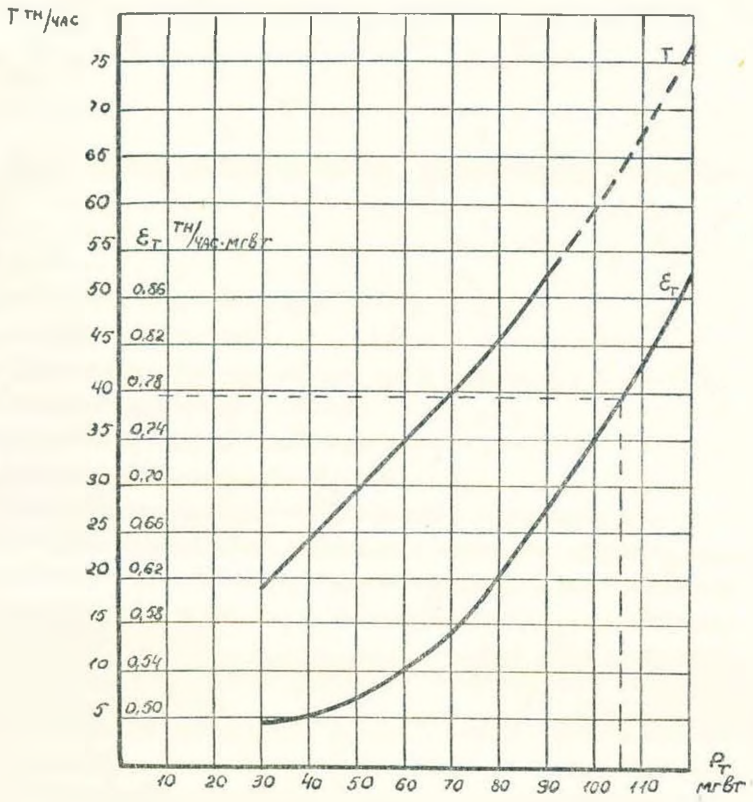

T тн/час
75
70
65
60
55
50
45
40
35
30
25
20
15
10
5
ε_T тн/час·мгвт
0,86
0,82
0,78
0,74
0,70
0,66
0,62
0,58
0,54
0,50
T
ε_T
10 20 30 40 50 60 70 80 90 100 110
P_T мгвт

Рис. 4.

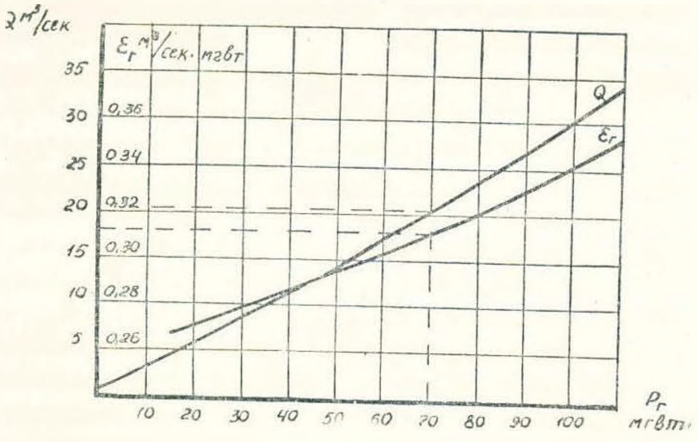

Q м³/сек
ε_T м³/сек·мгвт
35
30
25
20
15
10
5
0,36
0,34
0,32
0,30
0,28
0,26
Q
ε_T
10 20 30 40 50 60 70 80 90 100
P_T мгвт

Рис. 5.

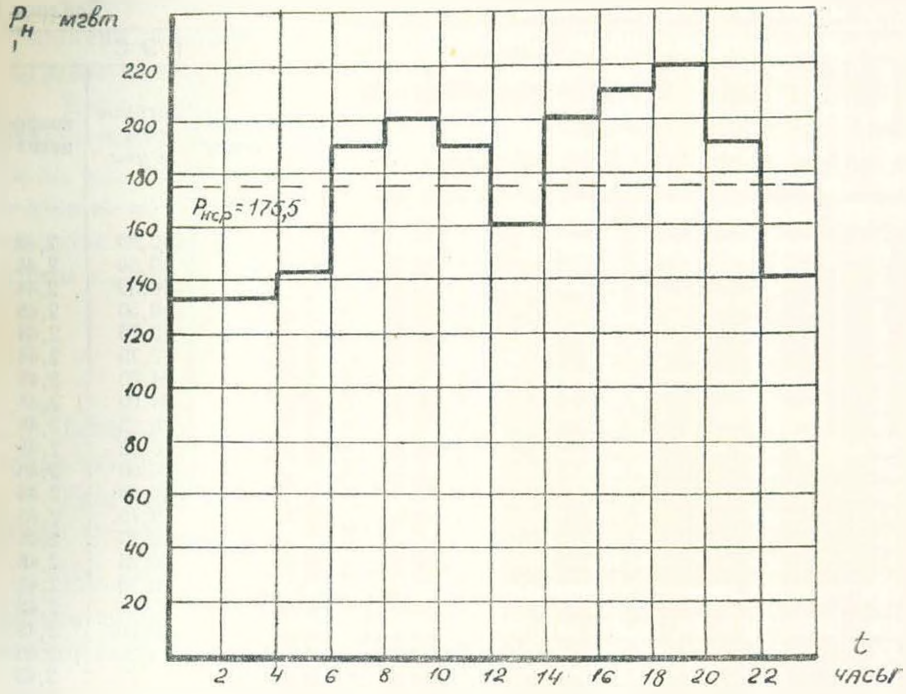

$P_н$ мгвт
220
200
180
160
140
120
100
80
60
40
20
$P_{нср}$ = 175,5
2
4
6
8
10
12
14
16
18
20
22
t
часы

Рис. 6.

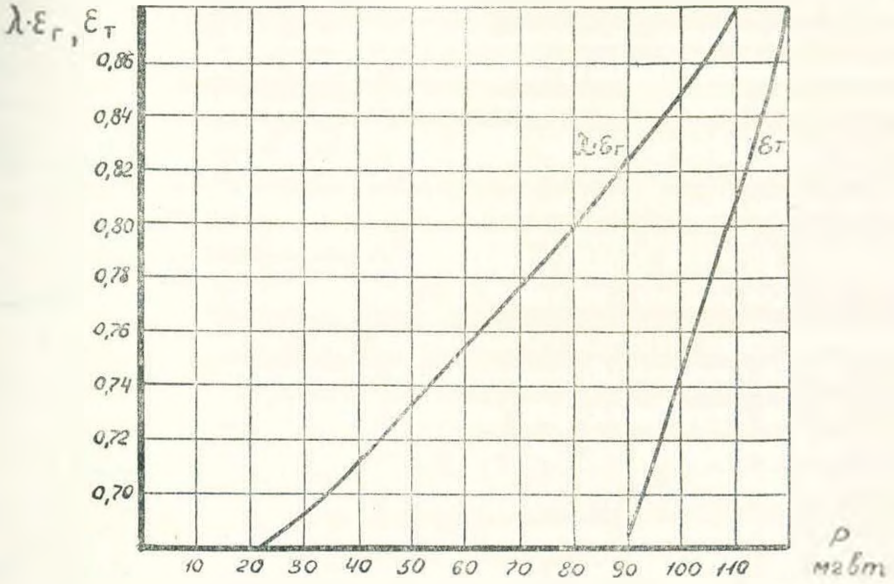

$\lambda \cdot \varepsilon_г$, $\varepsilon_т$
0,86
0,84
0,82
0,80
0,78
0,76
0,74
0,72
0,70
$\lambda\varepsilon_г$
$\varepsilon_т$
10
20
30
40
50
60
70
80
90
100
110
P
мгвт

Рис. 7.

Таблица 1

Часы суток	Нагрузка системы в *мгвт*	Величина относит. прироста	ТЭС		ГЭС		
			нагрузка в *мгвт*	затраты топлива в *тн/час*	нагрузка в *мгвт*	затраты воды в *м³/сек*	коэффициент λ
1	132	0,705	94,5	55,75	37,5	10,50	2,48
2	132	0,705	94,5	55,75	37,5	10,50	2,48
3	132	0,705	94,5	55,75	37,5	10,50	2,48
4	132	0,705	94,5	55,75	37,5	10,50	2,48
5	142	0,720	97,0	57,50	45,0	12,75	2,48
6	142	0,720	97,0	57,50	45,0	12,75	2,48
7	190	0,800	109,0	66,75	81,0	24,00	2,48
8	190	0,800	109,0	66,75	81,0	24,00	2,48
9	200	0,818	112,0	69,25	88,0	26,25	2,48
10	200	0,818	112,0	69,25	88,0	26,25	2,48
11	190	0,800	109,0	66,75	81,0	24,00	2,48
12	190	0,800	109,0	66,75	81,0	24,00	2,48
13	160	0,750	101,5	60,75	58,5	16,75	2,48
14	160	0,750	101,5	60,75	58,5	16,75	2,48
15	200	0,818	112,0	69,25	88,0	26,25	2,48
16	200	0,818	112,0	69,25	88,0	26,25	2,48
17	210	0,836	114,5	71,75	95,5	29,00	2,48
18	210	0,836	114,5	71,75	95,5	29,00	2,48
19	220	0,855	117,5	74,50	102,5	31,25	2,48
20	220	0,855	117,5	74,50	102,5	31,25	2,48
21	190	0,800	109,0	66,75	81,0	24,00	2,48
22	190	0,800	109,0	66,75	81,0	24,00	2,48
23	140	0,718	96,0	56,75	44,0	12,50	2,48
24	140	0,718	96,0	56,75	44,0	12,50	2,48

Среднесуточная приточность в водохранилище ГЭС в *м³/сек.* 20,65

Затраты топлива на ТЭС за сутки в тн. 1543

стны следующие исходные величины $P_{\text{нср}}$, $P_{\text{т min}}$, $P_{\text{т max}}$, $P_{\text{гс min}}$, $P_{\text{гс max}}$ $Q_{c\,\text{min}}$, $Q_{c\,\text{max}}$ Q'_{ccp}, V_c, $\varepsilon_{\text{т min}}$, $\varepsilon_{\text{т max}}$, $\varepsilon_{\text{гс min}}$, $\varepsilon_{\text{гс max}}$ и $\Delta Q_{c\,\text{min}}$.

Порядок решения задачи следующий:

1) Для данных значений $Q_{c_{ср}}$ по функциям Q_c $(P_{\text{гс}})$ находятся значения $P_{1\text{г}_{ср}}$;

2) По формуле (6) определяется величина $P_{1\text{т}_{ср}}$;

3) По функциям $\varepsilon_{\text{т}}$ $(P_{\text{т}})$ для $P_{1\text{т}_{ср}}$ находится $\varepsilon_{1\text{т}_{ср}}$;

4) По функциям $\varepsilon_{\text{гс}}$ $(P_{\text{гс}})$ для $P_{1\text{гс}_{ср}}$ находятся $\varepsilon_{\text{гс}}$ $(P_{1\text{гс}_{ср}})$;

5) По формуле (7) определяются коэффициенты λ_{1c};

6) Вычисляются значения $\lambda_{1c} \cdot \varepsilon_{\text{гс min}}$ и $\lambda_{1c} \cdot \varepsilon_{\text{гс max}}$;

7) Из значений $\varepsilon_{\text{т min}}$, $\varepsilon_{\text{т max}}$, $\lambda_{1c} \cdot \varepsilon_{\text{гс min}}$, $\lambda_{1c} \cdot \varepsilon_{\text{гс max}}$ выбирается одно наименьшее $\varepsilon_{1\,\text{min}}$ и одно наибольшее $\varepsilon_{1\,\text{max}}$;

8) Нагрузка системы распределяется для каждого часа суток по условию равенства приростов (2) между всеми станциями так чтобы выполнялось условие баланса мощностей (3).

Программа расчета для распределения нагрузки системы между станциями строится по алгоритму задачи экономичного распределения нагрузок между „m“ тепловыми станциями [3].

В этой частной задаче для каждого момента времени путем последовательного деления интервала относительных приростов системы ($\varepsilon_{1\min}$, $\varepsilon_{1\max}$) находятся значения нагрузок $P_т$ и $P_{гс}$, удовлетворяющие в данный момент времени условию (3). Для определения значений нагрузок $P_{гс}$ из функций $P_{гс}$ ($\varepsilon_{гс}$) для данного значения прироста системы $\varepsilon_{системы}$ предварительно определяется

$$\varepsilon_{гс} = \frac{\varepsilon_{системы}}{\lambda_{1c}}.$$

Если $\varepsilon_{гс} \geqslant \varepsilon_{гс\max}$, то $P_{гс} = P_{гс\max}$;
точно также при $\varepsilon_т \geqslant \varepsilon_{т\max}$, $P_т = P_{т\max}$.

Если $\varepsilon_{гс} \leqslant \varepsilon_{гс\min}$, то $P_{гс} = P_{гс\min}$;
точно также при $\varepsilon_т \leqslant \varepsilon_{т\min}$ $P_т = P_{т\min}$.

Распределение нагрузок между станциями можно осуществить и другим способом. Разделив интервал ($\varepsilon_{1\min}$, $\varepsilon_{1\max}$) на l равных частей, найдем нагрузку каждой станции для всех значений

$$\varepsilon_{системы} = \varepsilon_{1\min} + \frac{\varepsilon_{1\max} - \varepsilon_{1\min}}{l} i,$$

где $i = 0, 1, 2, \cdots, l$. Просуммировав для каждого значения $\varepsilon_{системы}$ соответствующие ему значения нагрузок всех станций, получим таблицу значений $\varepsilon_{системы}$ ($P_н$). В дальнейшем, зная для каждого часа величину нагрузки системы, мы по указанной таблице непосредственно определяем величину $\varepsilon_{системы}$, а затем по характеристикам относительных приростов станций для данного значения $\varepsilon_{системы}$ величину нагрузки каждой станции. Этот прием значительно сокращает время расчета по этому пункту, но несколько уменьшает его точность. Достаточную для практических расчетов точность можно получить принимая $l = 10 \div 25$. Увеличение числа l примерно до 240 уже не дает выигрыша во времени.

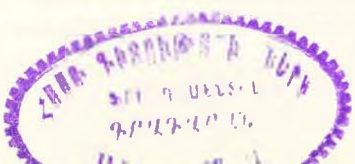
9) По функциям Q_c ($P_{гс}$) определяются расходы воды для каждого часа суток,

10) Определяются затраты воды по формуле (8),

11) Определяются величины ΔV_{1c} и ΔQ_{1c} по формулам (9) и (10),

12) Сравниваются ΔQ_{1c} и $\Delta Q_{c\min}$ для проверки выполнения условия (13),

13) Если $|\Delta Q_{1c}| > \Delta Q_{c\min}$ хотя бы для одной ГЭС, величины λ_{1c}, $\Delta Q_{1гс_{ср}}$ и $P_{1гс_{ср}}$ запоминаются и сохраняются в памяти машины до завершения двух, описанных ниже циклов.



1-ый цикл

14 а) Запоминаются значения величин λ_{nc}, ΔQ_{nc} и $P_{n\Gamma c_{cp}}$ предыдущей ступени и учитываются знаки ΔQ_{nc}. Цикл считается завершенным, если все ΔQ_{nc} отрицательны. Обозначим соответствующий этому случаю коэффициент λ через $\lambda_{(-)c}$.

15 а) Для всех положительных ΔQ_{nc} по формуле (11) определяются новые средние значения расхода $Q_{(n+1)c_{cp}}$ и расчет ведется в изложенном выше порядке от пункта 1 до пункта 13. Для ГЭС с отрицательными ΔQ_{nc} значения $\lambda_{(n+1)c}$ и $P_{(n+1)\Gamma c_{cp}}$ принимаются равными λ_{nc} и $P_{n\Gamma c_{cp}}$.

2-ой цикл

14 б) Запоминаются значения величин λ_{nc}, ΔQ_{nc} и $P_{n\Gamma c_{cp}}$ предыдущей ступени и учитываются знаки ΔQ_{nc}. Цикл считается завершенным, если все ΔQ_{nc} положительны. Обозначим соответствующий этому случаю коэффициент λ через $\lambda_{(+)c}$.

15 а) Для всех отрицательных ΔQ_{nc} по формуле (11) определяются новые средние значения расхода $Q_{(n+1)c_{cp}}$ и расчет ведется в изложенном выше порядке от пункта 1 до пункта 13. Для ГЭС с положительными ΔQ_{nc} значения $\lambda_{(n+1)\Gamma c_{cp}}$ принимаются равными λ_{nc} и $P_{n\Gamma c_{cp}}$.

16. Определяются значения коэффициентов λ всех ГЭС по формуле

$$\lambda_{kc} = \frac{\lambda_{(+)c} + \lambda_{(-)c}}{2} .$$

На всех остальных ступенях расчета коэффициенты λ определяются по формуле

$$\lambda_{(k+1)c} = \frac{\lambda_{ac} + \lambda_{kc}}{2} ,$$

где a — ближайшая к k ступень, на которой знак ΔQ_{ac} противоположен знаку ΔQ_{kc}.

В дальнейшем расчет ведется в изложенном выше порядке от пункта 6 до пункта 12. Расчет прекращается по достижении на любой ступени любого цикла условия $|\Delta Q_{kc}| \leqslant \Delta Q_{c\min}$ одновременно для всех ГЭС. Предложенный порядок расчета можно упростить следующим способом. Все пункты, начиная с 13-го, исключаются. Вводится новый 13 пункт со следующим содержанием:

13) Если $|\Delta Q_{kc}| > \Delta Q_{c\min}$ хотя бы для одной ГЭС, по формуле (11) определяются новые средние значения расходов $Q_{(k+1)c_{cp}}$ и расчет продолжается, начиная с пункта 1.

Если в первом случае алгоритм построен так чтобы обеспечивалась сходимость процесса, то во втором случае, даже если сходимость и существует, доказать ее существование трудно. Поэтому второй алгоритм рекомендуется применять только тогда, когда график

нагрузки энергосистемы не носит резко переменного характера и установленные мощности ГЭС не сильно разнятся друг от друга. При построении алгоритма мы предположили, что необходимые нам характеристики заданы в аналитической форме. Однако это не является обязательным. Характеристики могут быть заданы и табличным способом, т. е. рядом дискретных значений двух переменных, которые подбираются так, чтобы реальную характеристику между двумя смежными точками можно было с достаточной точностью принять за прямую.

Пусть нам задан ряд дискретных значений x_1 и y_1, x_2 и $y_2 \cdots$, x_n и y_n некоторой характеристики $y(x)$. Для любого значения x_-, не совпадающего с одной из заданных точек, соответствующая величина y_- найдется из формулы

$$y_- = \frac{(x_- - x_k)\cdot(y_{k+1} - y_k)}{x_{k+1} - x_k} + y_k, \qquad (16)$$

где x_k и x_{k+1} ближайшие к x_- наименьшее и наибольшее табличные значения x, а y_k и y_{k+1}, соответствующие им значения y.

Приведенный алгоритм используется для построения экономичного режима системы и в том случае, когда характеристики станций разрывны. Однако, при этом число ступеней расчета должно увеличиться. Пользование упрощенным вариантом алгоритма для случая разрывных характеристик не рекомендуется.

По приведенному алгоритму в Институте энергетики АН Армянской ССР составлена программа расчета для системы с ТЭС и шестью ГЭС. Программу предполагается использовать для построения экономичных режимов закавказской энергосистемы.

Վ. Գ. ԲԵԳԼՅԱՐՈՎ

ՀԻԴՐՈԿԱՅԱՆՆԵՐԻ ՀԱՄԱՐ λ ՀԱՍՏԱՏՈՒՆ ԳՈՐԾԱԿԻՑԻ ՈՐՈՇՄԱՆ ԵՂԱՆԱԿՆԵՐԸ: ԷՆԵՐԳՈՍԻՍՏԵՄՆԵՐԻ ԷԿՈՆՈՄԻԿ ՌԵԺԻՄՆԵՐԻ ՀԱՇՄԱՐ ԱԼԳՈՐԻԹՄԻ ԿԱԶՄՈՒՄԸ ՅԱՆՑԵՐՈՒՄ ԱՌԱՆՑ ԿՈՐՈՒՍՏՆԵՐԻ

Ա մ փ ո փ ո ւ մ

Հոդվածում նկարագրված է էներգոսիստեմում ցանկացած քանակի հիդրոկայանների համար հարաբերական աճի հավասարումներում λ հաստատուն գործակիցների որոշման եղանակները և առաջարկվում դիակրետ գործողության հաշվիչ մեքենաների վրա հաշվման ալգորիթմ, միացյալ էներգոսիստեմում էկոնոմիկ ռեժիմների հաշվման համար առանց կորուստների, որը պահանջում է հաշվման գործողությունների նվազագույն թիվ:

Հարաբերական աճի հավասարումներում λ գործակիցների որոշման դիտարկված եղանակները հիմնված են այն բանի վրա, որ նրանք որոշվում են նախապես ընտրված բևեռների հատատուն գրաֆիկի գնաքում, իսկ հետո ճշգրտում են տրված նորմալ գրաֆիկի համար:

Հոդվածում տրված է մոտեցման բնույթի անալիզը։

Դիտարկված է նաև մեկ ջերմակայանի և մեկ հիդրոկայանի համար էներգակրի որոշման պրակտիկ օրինակ։ Ներկայումս Հայկական ՍՍՌ Գիտությունների Ակադեմիայի էներգետիկայի ինստիտուտում բերված տվյալների կազմված է հաշվման ծրագիր վեց հիդրոկայաններով էներգոսիստեմի համար, որով նախատեսված է Անդրկովկասի միացյալ էներգոսիստեմներում կատարել էկոնոմիկ ռեժիմներ։

ЛИТЕРАТУРА

1. *Маркович И. М.* „Режимы энергетических систем". Госэнергоиздат, 1957.
2. *Горнштейн В. М.* „Наивыгоднейшие режимы работы гидростанций в энергетических системах". Госэнергоиздат, 1959.
3. *Адонц Г. Т., Григорян Ю. Г., Адонц М. М.* „Алгоритм, программа и пример расчета на ВМДД режима экономии топлива энергосистемы, связанного с выбором состояния агрегатов". „Известия АН Армянской ССР", т. XIV, № 3, 1961.