

Министерство образования и науки Российской Федерации  
Донской государственный технический университет

## **МЕТОДИЧЕСКИЕ УКАЗАНИЯ**

к выполнению контрольной работы студентами заочной формы обучения  
по дисциплине «Управление установившимися режимами в ЭЭС»

Ростов-на-Дону  
ДГТУ  
2023

УДК 620.9 (075.8)

Рецензент д-р техн. наук Н.И. Цыгулёв

Составитель: Хлебников В.К.

Методические указания к практическим занятиям по дисциплине «Управление установившимися режимами в ЭЭС». / Дон. гос. техн. ун-т – Ростов-на-Дону: ДГТУ, 2023. – 22 с.

Настоящие указания содержат индивидуальные задания и рекомендации по решению задач проектирования ЭЭС, предусмотренных программой дисциплины «Управление установившимися режимами в ЭЭС». Приведены примеры решения типовых задач.

Предназначены для студентов магистратуры заочной форм обучения по направлению «Электроэнергетика и электротехника».

© Донской государственный  
технический университет, 2023  
© Хлебников В.К.

## 1. ЗАДАНИЕ К КОНТРОЛЬНОЙ РАБОТЕ

*Тема работы:* “Проектирование развития ЭЭС”.

Расчетная эквивалентная схема ОЭС приведена на рис. 1 и является общей для всех вариантов задания.

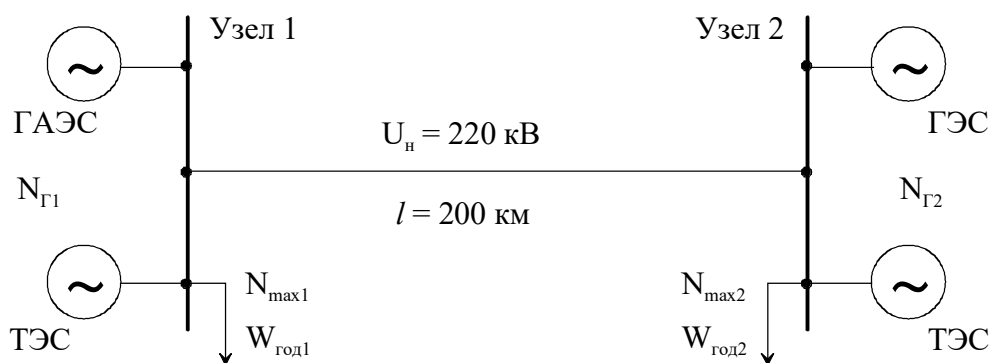


Рис. 1. Эквивалентная схема ОЭС.

Исходные данные определяются по табл. 1 - 5. Номер варианта данных в этих таблицах соответствует последней или предпоследней цифре шифра студента.

Для каждого узла заданы ретроспективные данные о годовом потреблении энергии и годовых максимумах нагрузки за последние 5 лет (табл. 1,2). Узел 1 соответствует району - Юг, а узел 2 - району Крайний Юг.

Таблица 1.

Рост нагрузки и электропотребления 1-го узла за отчётный период

Последняя цифра шифра	Нагрузка, МВт				Электропотребление, млрд. кВт.ч					
	t=-4	t=-3	t=-2	t=-1	t=0	t=-4	t=-3	t=-2	t=-1	t=0
I	4940	5250	5530	5850	6160	26,88	28,56	30,24	31,92	33,60
2	6230	6540	6860	7175	7525	36,43	38,29	40,18	42,00	43,89
3	6650	6930	7175	7455	7735	33,21	34,58	35,95	37,31	38,67
4	7070	7280	7525	7735	7980	40,14	41,44	42,74	44,03	45,32
5	5110	5530	5880	6545	6755	27,37	28,87	30,62	32,20	34,30
6	7040	8050	8575	9625	10325	42,07	43,92	46,20	48,30	49,17
7	5180	5285	5425	5530	5670	27,23	28,21	28,91	29,57	30,24
8	5635	5845	6090	6300	6545	25,55	26,60	27,65	28,70	29,75
9	3280	3440	3640	3800	3960	18,02	18,94	20,00	21,00	21,78
0	6990	7200	7440	7650	7890	34,56	35,04	36,27	37,23	38,34

..Таблица 2.

Рост нагрузки и электропотребления 2-го узла за отчётный период

Пред- послед- няя	Нагрузка, МВт					Электропотребление, млрд. кВт.ч				
	t=-4	t=-3	t=-2	t=-1	t=0	t=-4	t=-3	t=-2	t=-1	t=0
I	4620	4890	5190	5460	5760	28,02	29,79	31,53	33,30	35,04
2	4300	4550	4760	4970	5210	23,03	24,19	25,37	26,53	27,72
3	5340	5460	5700	5910	6120	26,28	27,36	28,44	29,52	30,65
4	5130	5280	5460	5610	5790	23,49	24,25	25,00	25,77	26,52
5	4125	4390	5210	5810	6540	31,35	33,10	35,31	38,28	39,27
6	4500	5250	5610	5850	6360	27,90	29,55	32,25	35,25	37,50
7	6440	6580	6750	6890	7050	34,44	35,30	36,10	37,00	37,80
8	5320	5540	5740	5960	6380	30,20	31,50	32,70	34,00	35,20
9	5340	5610	5880	6150	6450	25,90	27,20	28,50	29,80	31,20
0	4780	4930	5100	5240	5400	26,00	26,90	27,70	28,60	29,40

Данные для  $t=0$  (табл. 1, 2) соответствуют последнему отчетному году, для  $t=-1$  - предпоследнему году и т.д.

Параметры существующих электростанций ( КЭС1, КЭС2, КЭС3, КЭС4, КЭС5, КЭС6, ГТЭС, ГЭС, ГАЭС), соответствующие последнему отчетному году ( $t=0$ ) приведены в табл. 3 - 5.

Таблица 3

Число агрегатов на существующих электростанциях узла 1

Последняя цифра шифра	КЭС1	КЭС3	КЭС5	КЭС6	ГТЭС	ГАЭС
1	4	6	6	-	-	6
2	6	6	4	8	-	4
3	6	8	6	-	-	6
4	6	6	6	10	-	5
5	4	8	6	-	-	4
6	8	8	8	10	-	6
7	6	6	4	-	-	4
8	6	8	6	-	-	4
9	4	4	-	-	3	4
0	4	8	6	-	12	4

Таблица 4

Число агрегатов на существующих электростанциях узла 2

Предпоследняя цифра шифра	КЭС2	КЭС4	КЭС5	КЭС6	ГТЭС	ГЭС
1	6	6	-	6	8	6
2	8	8	-	-	5	10
3	6	6	-	10	4	10
4	8	6	-	-	4	10
5	8	8	-	6	12	8
6	8	8	-	-	4	15
7	8	8	-	8	5	10
8	8	6	-	10	5	10
9	6	4	6	6	-	8
0	8	8	-	6	-	8

Параметры основного оборудования существующих электростанций (табл. 5) являются общими для всех вариантов контрольной работы.

Для покрытия прироста базисной части графика нагрузки могут быть использованы КЭС с блоками 300 - 800 МВт. Покрывание пиковой части графика осуществляется либо ГЭС, либо ГТУ. Проектируемая ГЭС размещается во 2-м узле. Для сокращения объемов расчетов следует выбирать оборудование новых электростанций аналогичное оборудованию, указанному в табл. 5.

Таблица 5.

## Агрегаты существующих станций

Станции	Тип агрегата	Мощность, МВт	Топливо
КЭС1	К-500-240	500	Уголь
КЭС2	К-300-240	300	Мазут
КЭС3	К-300-240	300	Уголь
КЭС4	К-210-130	210	Мазут
КЭС5	К-210-130	210	Уголь
КЭС6	К-160-130	160	Мазут
ГТЭС	ГТ-100-750	100	Газ
ГЭС	СВ-1190/250	200	
ГАЭС	ВГДС-1005/245	200	

*В контрольной работе необходимо:*

1. Построить уравнения регрессии (роста нагрузки и электропотребления) по ретроспективным данным, используя линейную модель.
2. Методом экстраполяции определить максимальные нагрузки и электропотребление в узлах на перспективу 10 лет.
3. Составить перспективный баланс мощности по ОЭС.
4. Сформировать варианты развития генерирующей мощности.
5. Рассчитать ремонтный и оперативный резервы мощности, рассматривая ОЭС как концентрированную систему.

**2. УКАЗАНИЯ ПО ВЫПОЛНЕНИЮ КОНТРОЛЬНОЙ РАБОТЫ****2.1. Построение уравнения регрессии и прогнозирование**

Прогнозирование может быть выполнено на основе экстраполяционного метода. Для этого необходимо подобрать уравнение регрессии для ретроспективных данных. Простейшим уравнением регрессии является линейное уравнение вида

$$y = at + b, \quad (1)$$

где  $t$ - время.

Коэффициенты  $a$ ,  $b$  определяют методом наименьших квадратов

$$a = \frac{\sum_{i=1}^n t_i y_i - \frac{1}{n} (\sum_{i=1}^n t_i) (\sum_{i=1}^n y_i)}{[\sum_{i=1}^n t_i^2 - \frac{1}{n} (\sum_{i=1}^n t_i)^2]},$$

$$b = \frac{1}{n} (\sum_{i=1}^n y_i - a \sum_{i=1}^n t_i),$$

где  $y_i$  - отчетные данные о нагрузке или электропотреблении для года  $t_i$  ( $t_1 = -4$ ,

$t_2 = -3, \dots$ );

$n$ - число лет наблюдений.

О качестве построенного уравнения регрессии судят по величине  $F_p$ .

$$F_p = \frac{\sum_{i=1}^n (y_i - \bar{y})^2}{\sum_{i=1}^n (y_i - at_i - b)^2},$$

где  $\bar{y}$  - среднее значение  $y$ .

$$\bar{y} = \frac{1}{n} \sum_{i=1}^n y_i.$$

Расчетные значения  $F_p$  сравнивают с табличными значениями  $F$  - распределения с  $(n-1)$  степенью свободы и доверительным уровнем  $\beta$ . При  $n=5$  и  $\beta = 0.95$   $F_{табл} = 6,388$ . Если  $F_p > F_{табл}$ , то уравнение регрессии выбрано правильно.

Уравнения регрессии необходимо построить для максимальных нагрузок и электропотребления каждого узла ОЭС ( т.е. 4 уравнения).

Подставляя в (1)  $t=10$ , рассчитывают перспективные максимумы нагрузки

и электропотребления ( $N_{\max i}^{np}, W_{\text{год } i}^{np}$ ).

Пример. Рассмотрим построение уравнений и прогнозирование. Отчетные данные о годовых максимумах нагрузки и электропотреблении приведены в табл. 6.

*Таблица 6*

Год	Узел 1		Узел 2	
	N,МВт	Wгод, млн.кВт.ч	N,МВт	Wгод, млн.кВт.ч
-4	5000	27500	4500	23850
-3	5160	28000	4590	24200
-2	5300	28650	4680	24600
-1	5470	29180	4780	24900
0	5625	29800	4870	25300

Уравнения регрессии имеют следующий вид:

*Узел 1*

$$N_{max1}=156t + 5623, MBm$$

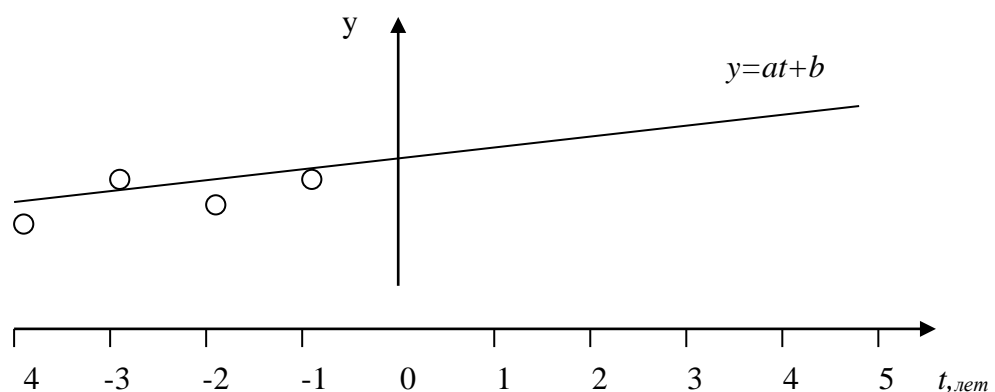
$$N_{\text{зодл}} = 578t + 29782, \text{ млн. кВт.ч}$$

*Узел 2*

$$N_{max1}=93t + 4870, MBm$$

$$N_{\text{зодл}} = 360t + 25290, \text{ млн. кВт.ч}$$

Прогнозирование нагрузки и электропотребления на перспективу  $t=10$  (рис.2).



## Отчет

## Прогноз

Рис. 2. Экстраполяция регрессионной зависимости.

Прогнозирование нагрузки и электропотребления на перспективу  $t=10$ :

$$N_{MAX1}^{PP} = 156t + 5623 = 156 * 10 + 5623 = 7183 \text{ МВт}$$

$$W_{ГОД1}^{PP} = 578t + 29782 = 578 * 10 + 29782 = 35562 \text{ млн. кВт.ч}$$

$$N_{MAX2}^{PP} = 93t + 4870 = 93 * 10 + 4870 = 5800 \text{ МВт}$$

$$W_{ГОД2}^{PP} = 360t + 25290 = 360 * 10 + 25290 = 28890 \text{ млн. кВт.ч}$$

## 2.2 Баланс мощности ОЭС

С помощью баланса мощности определяют потребность во вводе новых генерирующих мощностей для покрытия максимальных нагрузок. При составлении баланса мощности выполняют расчет расходной части (потребности) и приходной части (покрытия) (табл. 7).

Таблица 7

Составляющие баланса мощности

Номер позиции	Наименование
	Потребность
1	Совмещенный максимум нагрузки
2	Передача мощности в другие системы
3	Необходимый резерв
4	Итого потребная мощность электростанций ( 1+2+3)
	Покрытие
5	Установленная мощность электростанций
6	Неиспользуемая мощность
7	Располагаемая мощность ( 5-6)
	В том числе
	ГЭС и ГАЭС
	КЭС
	ГТЭС
8	Получение мощности из других систем
9	Итого покрытие ( 7+8)
10	Дефицит мощности ( 4-9)

При составлении приближенного баланса мощности перетоки мощности с другими системами принимают равными нулю. Резерв мощности составляет 15 - 20% от максимума нагрузки. Неиспользуемая мощность электростанций принимается равной нулю.

*Пример.* Выполним расчет баланса мощности, рассматриваемой системы (табл.8).

Приближенно примем, что резерв мощности составляет 10% от совмещенного максимума нагрузки.

Потоки мощности и энергии с другими системами отсутствуют.

Таблица 8

*Приближенный баланс мощности*

Номер позиции	Наименование	
	Потребность	
I	Совмещенный максимум нагрузки	12705МВт
2	Передача мощности в другие системы	0
3	Необходимый резерв	1270МВт
4	Итого потребная мощность электростанций	13975МВт
	Покрытие	
5	Установленная мощность электростанций	11960МВт
6	Неиспользуемая мощность	0
7	Располагаемая мощность	11960МВт
	В том числе	
	ГЭС и ГАЭС	2400МВт
	КЭС	9060МВт
	ГТЭС	500МВт
8	Получение мощности из других систем	0
9	Итого покрытие	11960МВт
10	Дефицит мощности	2015МВт

## Существование электростанции ОЭС

Наименование станции	Мощность агрегата, МВт	Число агрегатов	Установленная мощность	Топливо
ТЭС 1	500	4	2000	Уголь
ТЭС 2	300	8	2400	Уголь
ТЭС 3	300	4	1200	Мазут
ТЭС 4	210	6	1260	Мазут
ТЭС 5	200	8	1600	Уголь
ТЭС 6	150	4	600	Мазут
ГТС	100	5	500	Газ
ГЭС	100	12	1200	-
ГАЭС	100	12	1200	-

*В ОЭС необходим ввод дополнительной генерирующей мощности не менее 2015 МВт.*

### 2.3. Формирование вариантов развития генерирующей мощности ОЭС

Суммарная потребность во вводе генерирующих мощностей определяется величиной дефицита мощности в ОЭС. Формирование вариантов развития ОЭС может быть выполнено методом попарного сопоставления различных вариантов сооружения электростанций. В [2] рекомендуется сопоставлять следующие электростанции:

Проектируемый объект

ГЭС при  $T \geq 4000$  ч.

ГЭС при  $T = 2000 - 4000$  ч.

ГЭС при  $T \leq 2000$  ч.

ГАЭС

Альтернативный объект

Базисная КЭС

Полупиковая КЭС, ГТЭС

ГТЭС

ГТЭС, полупиковая КЭС

Возможно сопоставление базисных КЭС с агрегатами различной мощности, использующими такое же топливо, как и существующие КЭС.

Доля вводимых мощностей на базисных, полупиковых и пиковых элек-

тростанциях может быть определена путем сопоставления соответствующих зон существующего и перспективного совмещенных суточных графиков нагрузки ОЭС. Для этого следует, сопоставляя существующий и перспективный графики ОЭС, определить приросты базисной, полупиковой и пиковой зон графика нагрузки. Доля базисных и полупиковых электростанций в общей потребности (дефиците) равна отношению суммы приростов базисной и полупиковой зон графика к суммарному приросту по всем зонам. Аналогично определяется доля пиковых электростанций.

Особое внимание следует обратить на выбор вариантов покрытия пиковой и базисной части графика. Покрытие полупиковой зоны графика может осуществляться за счет вытеснения в эту зону менее экономичных КЭС и ГАЭС. Тип, мощность агрегатов и вид топлива на вновь сооружаемых базисных и пиковых электростанциях могут быть выбраны по аналогии с агрегатами существующих электростанций.

Таким образом необходимо сформировать два варианта развития электростанций, отличающихся типами и единичной мощностью агрегатов базисных и пиковых электростанций.

*Пример.* В рассматриваемой системе прирост базисной нагрузки составляет

$$5168 - 4836 = 332 \text{ МВт},$$

*прирост полупиковой нагрузки*

$$3936 - 2847 = 1089 \text{ МВт},$$

*прирост пиковой нагрузки*

$$3601 - 2632 = 969 \text{ МВт}.$$

Рассмотрим 2 варианта развития покрытия прироста мощности (табл. 10).

Варианты развития электростанции

1-й вариант	2-й вариант
<i>Базисная и полупиковая мощность</i>	
КЭС 2 * 500 МВт (уголь)	КЭС 3 * 300 МВт (газ)
<i>Пиковая мощность</i>	
ГЭС 11 * 100 МВт	ГТС 12 * 100 МВт
<i>Всего</i>	
2100 МВт	2100 МВт

## 2.4. Резервы генерирующей мощности

При составлении баланса мощности резерв был определен приближенно. В данном разделе уточняется величина резерва и при необходимости корректируется баланс мощности.

Для упрощения расчетов ОЭС рассматривают как концентрированную систему.

Суммарный резерв имеет две составляющие: ремонтную  $R_p$  и оперативную  $R_o$ .

Ремонтный резерв подразделяется на резерв для проведения текущих ремонтов и резерв для капитальных ремонтов.

Резерв для проведения текущих ремонтов определяется по выражению

$$R_{mp} = \sum_{j=1}^k N_{уст j} \cdot \frac{r_{yo j}^{mp}}{100},$$

где  $N_{уст j}$  - установленная мощность электростанции  $j$ -ого типа;

$k$  - число типов электростанций;

$r_{yo j}^{mp}$  - норматив текущего ремонта электростанции  $j$ -ого типа, %, [2, с.85].

Резерв текущего ремонта не требуется для ГЭС. Резерв для проведения капитального ремонта определяют по выражению

$$R_{kp} = \frac{\sum_{j=1}^k (N_{уст j} t_{kp j}) - S_{np} K_{np}}{12},$$

где  $t_{kp j}$  – норматив простоя в капремонте, мес, [2, с.85];

$S_{np}$  – площадь провала графика месячных максимумов нагрузки ОЭС, МВт•мес;

$K_{np}$  – коэффициент использования площади провала (0.90 - 0.95).

Площадь провала графика нагрузки ОЭС определяется как сумма разностей между условной располагаемой мощностью ОЭС и ее максимальной нагрузкой за каждый месяц  $m$ .

$$S_{np} = \sum_{m=1}^n N_{расч m}^{усл} - N_{max m}. \quad (2).$$

Максимальная нагрузка  $m$ -го месяца равна

$$N_{max m} = \frac{2a}{k' + 1} + \frac{a(k' - 1)}{6(k' + 1)} t + b \cdot \cos(30m - 15),$$

где  $a$ ,  $b$ ,  $k'$  – коэффициенты, которые определяются по следующим формулам:

$$a = \frac{N_{max}^{зимн} + N_{max}^{летн}}{2},$$

$$b = \frac{N_{max}^{зимн} - N_{max}^{летн}}{2},$$

$$k' = (N_{max}^{зимн} \frac{2k_p}{k_p + 1} - b) / (N_{max}^{зимн} \frac{2}{k_p + 1} - b).$$

Здесь  $k_p$  – коэффициент годового роста нагрузки, равный отношению суммы максимальных нагрузок узлов проектного перспективного года к сумме мак-

симальных нагрузок узлов ОЭС года предыдущего проектному. Эти максимумы нагрузки могут быть определены суммированием результатов расчета максимальных нагрузок узлов по уравнениям регрессии (1) для  $t=10$  и  $t=9$ .

Площадь провала годового графика в летние месяцы ( $m=5,6,7,8,9$ ) уменьшается за счет сезонного снижения располагаемой мощности ГАЭС (30-40% от установленной мощности), ГТУ (25% от установленной мощности). Для этого уменьшают в (2)  $N_{расч\ m}^{усл}$  на указанную величину сезонного снижения мощности электростанций в летние месяцы.

Условная располагаемая мощность определяется прямой, соединяющей максимумы нагрузки января и декабря (рис.3)

$$N_{расч\ m}^{усл} = c + m \cdot d ,$$

где  $c$  и  $d$  коэффициенты.

Для определения коэффициентов  $c$  и  $d$  необходимо решить систему уравнений

$$\begin{cases} c + d = N_{m=1} \\ c + 12d = N_{m=12} \end{cases},$$

где  $N_{m=1}$ ,  $N_{m=12}$  - соответственно максимальные нагрузки января и декабря.

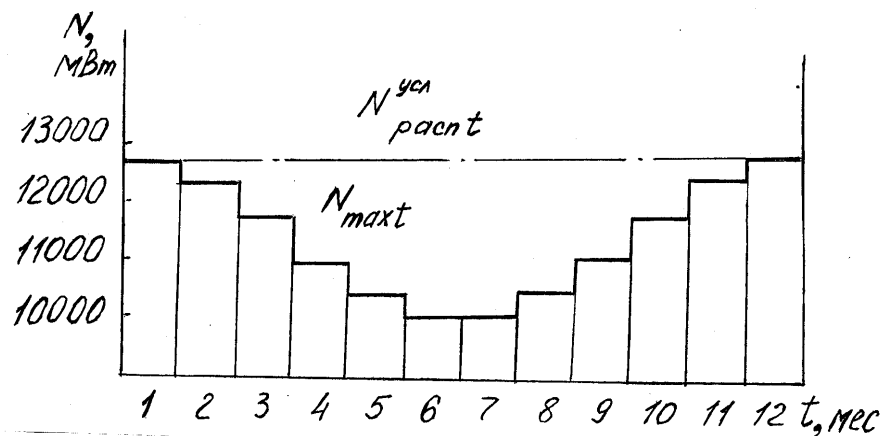


Рис.3. График месячных максимумов нагрузки.

Оперативный резерв приблизительно может быть определен по характеристикам удельного резерва. При расчете оперативного резерва учитывают аварийную и нагрузочную составляющие:

$$R_o = R_{ав} + R_n = MO[P_{ав}] + 2.65\sigma - 0.125N_{\max},$$

где  $R_n$  – нагрузочный резерв;

$R_{ав}$  – аварийный резерв.

$MO[P_{ав}]$  – математическое ожидание мощности, находящейся в аварийном резерве;

$\sigma$  – среднеквадратичное отклонение нагрузки и мощности электростанций от их средних значений;

$N_{\max}$  – совмещенный перспективный зимний максимум нагрузки системы.

Математическое ожидание мощности электростанций, находящейся в аварийном простое равно

$$MO[P_{ав}] = \sum_{j=1}^k N_{ycm\ j} q_j,$$

где  $q_j$  – вероятность аварийного простоя агрегатов электростанции  $j$  –го типа (табл.3.9 [2]).

Величина  $\sigma$  определяется по формуле

$$\sigma = \sqrt{0.145(R_{ав} - MO[P_{ав}] + 0.125N_{\max})^2 + \sigma_n^2}.$$

Аварийный резерв равен

$$R_{ав} = \sum_{j=1}^k N_{ycm\ j} r_{y\partial\ j},$$

где  $r_{y\partial\ j}$  – удельный резерв, определяемый по кривым рис. 4.2 в [2].

Для определения  $r_{y\partial j}$  необходимо знать аварийность агрегата  $q$  (табл.3.9 [2]) и удельную единичную мощность

$$P_{j\ y\partial\ e\partial} = N_{a\ j} \frac{100}{N_{\max}},$$

где  $N_{a\ j}$  – мощность агрегата (блока) на  $j$ -ой электростанции.

Если  $P_{j\ y\partial\ e\partial}$  находится в диапазоне 1-5%, то

$$r_{y\partial j} = 1 + 180 q_j + (1 + 18 q_j) P_{j\ y\partial\ e\partial}.$$

$\sigma_H$  – среднеквадратическое отклонение нагрузки

$$\sigma_H = k_H \sqrt{N_{\max}^{3\text{ИМН}}}.$$

Здесь  $k_H$  – коэффициент, зависящий от размеров системы и темпов роста нагрузки. При перспективе до 5 лет  $k_H = 4$ , при более далекой  $k_H = 5$ .

Если рассчитанный суммарный резерв мощности  $R = R_p + R_o$  отличается от величины резерва мощности, принятой при составлении баланса мощности, на величину мощности, равной половине мощности самого крупного блока, то необходимо откорректировать рассматриваемый вариант развития электростанций. Для этого следует изменить мощность пиковых электростанций на величину прироста резерва мощности.

Пример. Рассмотрим расчет резерва для рассматриваемой системы.

а) Ремонтный резерв

Таблица 11

*Резерв текущего ремонта 1-го варианта.*

<i>Тип станции</i>	<i>N<sub>уст</sub>, МВт</i>	<i>r<sub>уд</sub><sup>мп</sup>, %</i>	<i>R<sup>мп</sup>, МВт</i>
<i>КЭС – 500</i>	<i>3000</i>	<i>5,5</i>	<i>165</i>
<i>КЭС – 300</i>	<i>3600</i>	<i>5,0</i>	<i>180</i>
<i>КЭС – 210</i>	<i>1260</i>	<i>4,5</i>	<i>57</i>
<i>КЭС – 200</i>	<i>1600</i>	<i>4,5</i>	<i>72</i>
<i>КЭС – 150</i>	<i>600</i>	<i>4,0</i>	<i>24</i>
<i>ГЭС</i>	<i>500</i>	<i>2,0</i>	<i>10</i>
<i>Σ</i>			<i>508</i>

*Для 2-го варианта развития R<sub>мп</sub>=522 МВт.*

*Резерв для капитального ремонта.*

*Определение площади провала графика месячных максимумов нагрузки ОЭС.*

*Коэффициент годового роста нагрузки K<sub>p</sub> определим, используя регрессии для 1-го и 2-го узла.*

*При t=9*

$$N_{\max 1}^{np}(9) = 156 * 9 + 5623 = 7027 \text{ МВт}$$

$$N_{\max 2}^{np}(9) = 93 * 9 + 4870 = 5707 \text{ МВт}$$

$$K_p = \frac{N_{\max 1}^{np}(10) + N_{\max 2}^{np}(10)}{N_{\max 1}^{np}(9) + N_{\max 2}^{np}(9)} = \frac{7183 + 5800}{7027 + 5707} = 1.02$$

*Коэффициенты*

$$\alpha = \frac{12705 + 10204}{2} = 11454.5 \text{ МВт}$$

$$\beta = \frac{12705 - 10204}{2} = 1250.5 \text{ МВт}$$

$$k' = 1,02$$

*Максимальная нагрузка каждого месяца t*

$$N_{\max t} = 11341 + 18.9 * t + 1250.5 \cos(30t - 15)$$

Условная располагаемая мощность электростанций определяется по уравнению

$$N_{\text{наст}}^{\text{усл}} = c + td$$

Для определения коэффициента решаем систему

$$\begin{cases} c + d = 12568 \\ c + 12d = 12776 \end{cases},$$

откуда  $c = 12549 \text{ Мвт}$ ,  $d = 18,9 \text{ МВт/мес.}$

Таблица 12

Расчет площади провала графика нагрузки

Месяц года	Условная располагаемая мощность МВт	Максим. нагрузка МВт	Снижение мощности			Провал графика МВт*мес	Расчетн. провал графика МВт*мес
			ГАЗС	ГТС	Сумма		
1	12568	12568				0	0
2	12567	12263				324	324
3	12606	11721				885	885
4	12625	11093	420	125	545	1532	987
5	12644	10551	420	125	545	2093	1548
6	12662	10247	420	125	545	2415	1870
7	12681	10266	420	125	545	2415	1870
8	12700	10608	420	125	545	2092	1547
9	12719	11187	420	125	545	1532	987
10	12738	11854				884	884
11	12757	12433				324	324
12	12776	12776				0	0
Всего							11226

Для второго варианта развития расчетный провал графика составит 9426 МВт\*мес.

Таблица 13

Расчет ремонтной площади для проведения капитальных ремонтов  
в 1-м варианте.

Тип станции	$N_{уст}, \text{МВт}$	Норма ремонта, $\text{МВт} \cdot \text{мес}$	Ремонтная площадь, $\text{МВт} \cdot \text{мес}$
КЭС – 500	3000	0,73	2190
КЭС – 300	3600	0,66	2376
КЭС – 210	1260	0,53	668
КЭС – 200	1600	0,53	848
КЭС – 150	600	0,53	318
ГТС – 100	500	0,5	250
ГЭС – 100	2300	0,5	1150
ГАЭС – 100	1200	0,5	600
Всего			8400

Расчетная площадь провала больше требуемой ремонтной площади, поэтому резерв для проведения капитальных ремонтов не предусматривается.

б) Оперативный резерв мощности

Таблица 14

Расчет аварийного резерва 1-го варианта

Тип станции	$N_{уст}, \text{МВт}$	$q, \%$	$P_{уд \text{ ед}}, \%$	$r_{уд}, \%$	$R_{ав}, \text{МВт}$	$МО[P_{ав}], \text{МВт}$
КЭС – 500	3000	7.0	3,83	22,3	669	210
КЭС – 300	3600	5.5	2,30	15,5	558	198
КЭС – 210	1260	4.5	1,53	11,9	150	57
КЭС – 200	1600	4.5	1,53	11,9	190	72
КЭС – 150	600	4.5	1,15	1,0	60	27
ГТС – 100	500	2.0	0,77	4,0	20	10
ГЭС – 100	2300	0.5	0,77	2,0	46	12
ГАЭС – 100	1200	0.5	0,77	2,0	24	6
Всего	14060				1717	592

Для 2-го варианта  $R_{ав} = 1660 \text{ МВт}$ ,  $МО [P_{ав}] = 590 \text{ МВт}$ .

Среднеквадратичное отклонение нагрузки

$$\sigma_n = \sqrt[5]{12705} = 563.5 \text{ МВт}.$$

Для 1-го варианта

$$\sigma = \sqrt{0.145(1717 - 592 + 0.125 \cdot 12705)^2 + 563.5^2} = 1177 \text{ МВт}.$$

Для 2-го варианта

$$\sigma = \sqrt{0.145(1660 - 590 + 0.125 \cdot 12705)^2 + 563.5^2} = 1158 \text{ МВт}.$$

Оперативный резерв мощности

1-й вариант

$$R_{оп} = 592 + 2,65 \cdot 1177 - 0,125 \cdot 12705 = 2123 \text{ МВт}$$

2-й вариант

$$R_{оп} = 590 + 2,65 \cdot 1158 - 0,125 \cdot 12705 = 2071 \text{ МВт}$$

Таблицы 15

Результаты расчета резервов мощности

Составляющая резерва мощности, МВт	1-й вариант	2-й вариант
Резерв текущего ремонта	508	522
Резерв капитального ремонта	0	0
Аварийный резерв	1717	1660
Оперативный резерв	2123	2071
Суммарный резерв	2631	2593
Суммарный резерв, %	18,7	18,4

В приближенном балансе мощности необходимый резерв мощности был принят в размере 10%. Уточненные расчеты показывают, что величина резерва мощности должна составлять 18,7% и 18,4% по 1-му и 2-му вариантам развития.

Необходимо откорректировать ввод генерирующей мощности по вариантам.

Для 1-го варианта дополнительно предусматриваем ввод мощности в размере

$$P_{дон} = P_{\Sigma} - (N_{уст} - P_{max}) =$$

$$= 2631 - (14060 - 12705) = 1276 \text{ MBm}$$

*Для второго варианта*

$$P_{\text{дон}} = 2593 - (14060 - 12705) = 1238 \text{ MBm.}$$

## ЛИТЕРАТУРА

1. Волькенау И.М., Зейлигер А.Н., Хабачев Л.Д. Экономика формирования электроэнергетических систем. -М. :Энергия, 1981. -320 с.
2. Справочник по проектированию электроэнергетических систем./ Под ред. С.С. Рокотяна и И.М. Шапиро. -М. :Энергоатомиздат. 1985. -352 с.