

Министерство образования и науки Российской Федерации
Донской государственный технический университет

Методические указания и контрольные задания

по дисциплине «Планирование режимов энергосистем»
для студентов заочной формы обучения

Ростов-на-Дону
ДГТУ
2017

УДК 621.311

Рецензент д-р техн. наук Н.И. Цыгулёв

Составитель: Хлебников В.К.

Методические указания и контрольные задания по дисциплине «Планирование режимов энергосистем» для студентов магистратуры заочной формы обучения/ Дон. гос. техн. ун-т – Ростов-на-Дону: ДГТУ, 2017. – 24 с.

Приведены рабочая программа, методические указания, вопросы для самопроверки и контрольные задания для самостоятельного выполнения.

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

© Донской государственный
технический университет, 2017

© Хлебников В.К.

Содержание

1. Структура и содержание дисциплины	4
1.1. Цели и задачи дисциплины, ее место в учебном процессе	4
1.2. Связь с предшествующими и последующими дисциплинами	4
1.3. Компетенции обучающегося, формируемые в результате освоения дисциплины и планируемые результаты обучения	4
1.4. Тематический план дисциплины	5
1.5. Перечень лабораторных работ	7
1.6. Перечень вопросов для подготовки к экзаменам	7
2. Контрольное задание	8
2.1. Варианты исходных данных для задач № 1 – № 2	9
2.2. Задача № 1	13
2.3. Задача № 2	16
2.4. Контрольные вопросы	23
3. Учебно-методические материалы по дисциплине (литература)	24

1. СТРУКТУРА И СОДЕРЖАНИЕ ДИСЦИПЛИНЫ

1.1 Цели и задачи дисциплины, ее место в учебном процессе

Целями освоения дисциплины Планирование режимов энергосистем являются: формирование у студентов современного уровня теоретических знаний в области долгосрочного и краткосрочного планирования режимов электроэнергетических систем, а также подготовка студентов к выполнению научно-исследовательских работ

Основными задачами изучения дисциплины являются:

- овладение методологией математического моделирования установившихся режимов ЭЭС;
- овладение методиками прогнозирования электропотребления и нагрузок;
- овладение расчётами оптимальных режимов ЭЭС и электрических сетей;
- овладение методиками расчёта потерь электроэнергии.

1.2 Связь с предшествующими и последующими дисциплинами

Дисциплина относится к дисциплинам по выбору вариативной части дисциплин.

Фундаментальными основами преподавания дисциплины являются: «Методология научных исследований в отрасли электроэнергетики», «Математические и физические основы электроэнергетики», «Диагностика и эксплуатация автоматизированных электрических сетей».

Дисциплины, при изучении которых будут использоваться компетенции (знания, умения, и навыки), приобретённые в результате изучения данной дисциплины: «Технические системы управления установившимися режимами ЭЭС», «Моделирование и проектирование ЭЭС», научно-исследовательские работы, практики и магистерская диссертация.

1.3. Компетенции обучающегося, формируемые в результате освоения дисциплины и планируемые результаты обучения

Студенты, завершившие изучение дисциплины Планирование режимов энергосистем, должны обладать следующими компетенциями:

профессиональными компетенциями: ПК-22 – готовностью эксплуатировать, проводить испытания и ремонт технологического оборудования электроэнергетической и электротехнической промышленности; ПК-26 – способностью определять эффективные производственно-технологические режимы работы объектов электроэнергетики и электротехники.

В результате освоения дисциплины обучающийся должен:

знать: структуру ЭЭС и задач планирования режимов; основные модели планирования режимов; основные методы расчёта и оптимизации режимов ЭЭС;

уметь: определять эффективные и допустимые режимы ЭЭС и электрических сетей, прогнозировать перспективные графики работы;

владеть: методами математического описания режимов нелинейными уравнениями; методами анализа и нормирования потерь электроэнергии в электрических сетях.

1.4. Тематический план дисциплины

Раздел 1.

Тема 1.1. Общие вопросы управления режимами ЭЭС

Структура ЭЭС и задач планирования режимов. Обеспечение качества электрической энергии, Обеспечение надёжности. Обеспечение экономичности. Информация для управления режимами.

Литература [6.1.1], [6.2.1], [6.2.2], [6.2.3]

Тема 1.2. Основы математического моделирования режимов ЭЭС

Моделирование объектов управления в ЭЭС. Модели установившегося режима электрической сети. Модель оптимизации установившихся режимов ЭЭС. Моде-

ли оценки и оптимизации надёжности ЭЭС. Модели анализа переходных процессов в ЭЭС.

Литература [6.2.1], [6.2.3], [6.2.4], [6.3.1], [6.4.4], [6.4.6], [6.4.7], [6.4.8]

Тема 1.3. Прогнозирование электропотребления и нагрузок ЭЭС

Долгосрочные прогнозы электропотребления. Краткосрочный прогноз нагрузок и электропотребления.

Литература [6.3.1], [6.4.4], [6.4.6], [6.4.7], [6.4.8]

Раздел 2.

Тема 2.1. Оптимальные режимы ЭЭС и электростанций

Энергетические характеристики оборудования электростанций. Выбор состава включённого оборудования. Планирование режимов ГЭС. Распределение нагрузки между ТЭС и ГЭС.

Литература [6.1.1], [6.2.2], [6.2.3], [6.2.4], [6.3.1], [6.4.4], [6.4.5], [6.4.6], [6.4.8]

Тема 2.2. Оптимизация режимов электрической сети

Критерий оптимальности режима сети. Технические ограничения. Средства регулирования напряжения и реактивной мощности. Естественное и экономичное распределение потоков мощности.

Литература [6.1.1], [6.2.3], [6.2.4], [6.3.1], [6.4.4], [6.4.5], [6.4.6], [6.4.8]

Тема 2.3. Нормирование потерь электроэнергии в электрических сетях

Структура потерь электроэнергии. Методы расчёта потерь электроэнергии. Мероприятия по снижению потерь электроэнергии. Нормативные потери электроэнергии.

Литература [6.2.3], [6.2.4], [6.3.1], [6.4.4], [6.4.5]

1.5. Перечень лабораторных работ

Лабораторная работа № 1. Применение программы RastrWin для расчёта установившегося режима

Лабораторная работа № 2. Разработка компьютерной модели электрической сети для расчётов установившегося режима

Лабораторная работа № 3. Моделирование установившегося режима электрической сети и разработка мероприятий по вводу режима в допустимую область.....

Лабораторная работа № 4. Анализ надёжности электрической сети

Лабораторная работа № 5. Оптимизация режима системообразующей электрической сети

Лабораторная работа № 6. Оптимизация режима распределительной электрической сети

Лабораторная работа № 7. Компенсация реактивной мощности

Лабораторная работа № 8. Определение потерь электроэнергии в электрической сети методом средних нагрузок

Лабораторная работа № 9. Прогнозирование потерь электроэнергии

1.6. Перечень вопросов для подготовки к экзаменам

1. Структура ЭЭС и задач планирования режимов.
2. Обеспечение качества электрической энергии,
3. Обеспечение надёжности.
4. Обеспечение экономичности.
5. Информация для управления режимами
6. Моделирование объектов управления в ЭЭС.
7. Модели установившегося режима электрической сети.
8. Модель оптимизации установившихся режимов ЭЭС.
9. Модели оценки и оптимизации надёжности ЭЭС.

10. Модели анализа переходных процессов в ЭЭС
11. Долгосрочные прогнозы электропотребления.
12. Краткосрочный прогноз нагрузок и электропотребления.
13. Энергетические характеристики оборудования электростанций.
14. Выбор состава включённого оборудования.
15. Планирование режимов ГЭС.
16. Распределение нагрузки между ТЭС и ГЭС.
17. Критерий оптимальности режима сети и технические ограничения.
18. Средства регулирования напряжения и реактивной мощности.
19. Естественное и экономичное распределение потоков мощности.
20. Алгоритм оптимизации режима сети
21. Структура потерь электроэнергии.
22. Определение нагрузочных потерь электроэнергии методом оперативных расчётов.
23. Определение потерь электроэнергии методом расчётных суток.
24. Определение потерь электроэнергии методом средних нагрузок.
25. Определение потерь электроэнергии в сетях напряжением до 1000 В.
26. Технические мероприятия по снижению потерь электроэнергии.
27. Организационные мероприятия по снижению потерь электроэнергии.
28. Нормативные потери электроэнергии.

2. КОНТРОЛЬНОЕ ЗАДАНИЕ

В соответствии с учебным планом каждый студент должен выполнить *контрольную работу, состоящую из двух задач и двух контрольных вопросов*. Исходные данные контрольной работы определяются по табл. 2.1 – 2.4 и схеме, приведённой на рис. 1. Схема сети является общей для всех задач контрольной работы.

Кроме решения трёх задач, студент должен ответить на *три контрольных вопроса*. Номера этих вопросов определяются двумя последними цифрами шифра зачетной книжки: предпоследняя цифра определяет номер вопроса из первой группы, последняя цифра определяет номер вопроса из второй группы, увеличенная на единицу последняя цифра определяет номер вопроса из третьей группы.

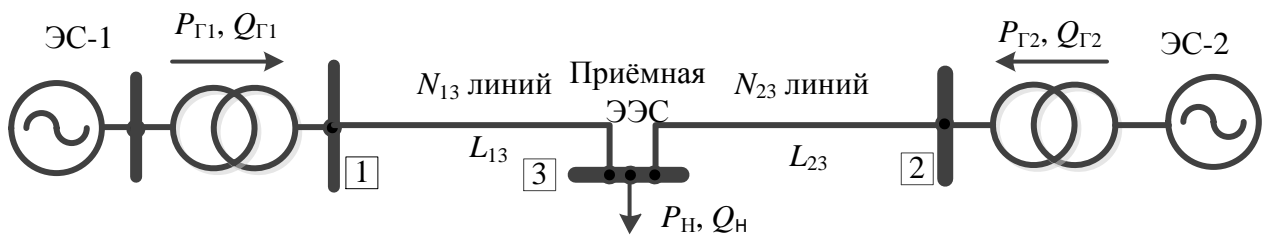


Рисунок. 1. Расчётная схема ЭЭС

2.1. Варианты исходных данных для задач № 1 – № 2

Все варианты задания приведены в табл. 2.1. Для выбора конкретного набора исходных данных необходимо задаться комбинацией из 7 цифр (например, последних семи цифр номера Вашего мобильного телефона). Последовательность этих цифр означает следующее:

- первая цифра — номинальное напряжение, общая длина линии L_{12} и номер марки провода (номер марки — это адрес в табл. 2.2);
- вторая — число блоков на станции ЭС-1 $N_{ЭС1}$;
- третья — номер типа блока для ЭС-1 (номер типа — это адрес в табл. 2.3);
- четвертая — число блоков на станции ЭС-2 $N_{ЭС2}$;
- пятая — номер типа блока для ЭС-2 (номер типа — это адрес в табл. 2.3);
- шестая — номер типа суточного графика нагрузки ПС (номер типа — это адрес в табл. 2.4);
- седьмая — стоимость топлива на ЭС-1 по отношению к стоимости топлива на ЭС-2.

Например, вариант контрольной работы определён следующими цифрами:
2589173.

Первая цифра – 2. Номинальное напряжение ЛЭП 500 кВ, длина линии 560 км, номер марки провода 2.

Вторая цифра – 5. Число блоков на станции ЭС-1 – 3 блока.

Третья цифра – 8. Номер типа блока для ЭС-1 – 3.

Четвёртая цифра – 9. Число блоков на станции ЭС-2 – 4 блока.

Пятая цифра – 1. Номер типа блока для ЭС-2 – 1.

Шестая цифра – 7. Номер типа суточного графика нагрузки ПС – 1.

Седьмая цифра – 3. Относительная величина стоимости топлива на ЭС-1 – 1,2.

Таблица 2.1. – Варианты исходных данных к задачам № 1 – № 2

Позиция цифры в номере варианта	Вид данных	Значение цифр в варианте									
		1	2	3	4	5	6	7	8	9	0
Первая	Номинальное напряжение										
	$U_{\text{ном}}$, кВ	500					330				
	Длина линии ЭС-1 – ЭС-2										
	L_{12} , км	560					360				
	Номер марки провода линии (данные о параметрах в табл. 2.2)										
	1	2	3	4	1	5	6	7	8	5	
Вторая	Число блоков на станции ЭС-1										
	$N_{\text{ЭС1}}$	2	3	4	2	3	2	3	4	2	3
Третья	Номер типа блока для ЭС-1 (данные о параметрах в табл. 2.3)										
	1	2	3	4	5	1	2	3	4	5	
Четвёртая	Число блоков на станции ЭС-2										
	$N_{\text{ЭС2}}$	4	3	2	4	3	4	3	2	4	3
Пятая	Номер типа блока для ЭС-2 (данные о параметрах в табл. 2.3)										
	1	2	3	4	5	1	2	3	4	5	
Шестая	Номер типа суточного графика нагрузки ПС (данные в табл. 2.4)										
	1	2	3	4	5	1	2	3	4	5	
Седьмая	Относительная величина стоимости топлива на ЭС-1										
	$\Pi_{\text{ЭС-1}}$, о.е.	0,9	1,1	1,2	1,0	1,3	1,0	1,1	1,2	1,3	0,9

Таблица 2.2. – Параметры проводов линий

Номер марки провода из табл. 2.1	Марка провода	Погонные параметры					Натуральная мощность линии $P_{\text{в}}$, МВт
		$r_0, \frac{\text{Ом}}{\text{км}}$	500 кВ		330 кВ		
			$x_0, \frac{\text{Ом}}{\text{км}}$	$b_0, \frac{\text{мкСм}}{\text{км}}$	$x_0, \frac{\text{Ом}}{\text{км}}$	$b_0, \frac{\text{мкСм}}{\text{км}}$	
1	3×АС-300	0,034	0,310	3,97			895
2	3×АС-330	0,029	0,308	3,60			855
3	3×АС-400	0,025	0,306	3,62			860
4	3×АС-500	0,020	0,304	3,64			865
5	2×АС-240	0,060			0,331	3,38	348
6	2×АС-300	0,048			0,328	3,41	351
7	2×АС-400	0,038			0,323	3,46	356
8	2×АС-500	0,030			0,320	3,50	360

Таблица 2.3. – Параметры блоков электростанций ЭС-1 и ЭС-2

Номер типа блока	Тип агрегата	Мощность, МВт			Коэффициенты энергетической характеристики, тут/МВт		
		$P_{\text{мин}}$	$P_{\text{ном}}$	P_1	b_x	b'_k	b''_k
1	К-160-130	80	160	160	0,0212	0,296	0,296
2	К-210-130	105	210	187	0,0200	0,291	0,309
3	К-300-240	150	300	300	0,0250	0,293	0,293
4	К-500-240	250	500	410	0,0296	0,282	0,298
5	К-800-240	400	800	800	0,0240	0,284	0,284

Таблица 2.4. – Суточные графики активной мощности нагрузки, о.е.

Час	Тип суточного графика				
	1	2	3	4	5
1	0,52	0,56	0,57	0,58	0,53
2	0,5	0,52	0,53	0,55	0,48
3	0,53	0,57	0,58	0,57	0,50
4	0,57	0,61	0,65	0,63	0,57
5	0,65	0,7	0,75	0,7	0,63
6	0,7	0,78	0,88	0,8	0,72
7	0,8	0,86	0,93	0,9	0,82
8	0,86	0,92	0,97	0,94	0,92
9	0,9	0,95	1,0	1,0	0,95
10	0,87	0,93	0,96	0,96	0,93
11	0,84	0,9	0,92	0,92	0,89
12	0,82	0,87	0,87	0,86	0,86
13	0,8	0,83	0,83	0,81	0,85
14	0,83	0,85	0,84	0,85	0,87
15	0,85	0,9	0,92	0,89	0,91
16	0,9	0,95	0,95	0,95	0,96
17	0,96	0,97	0,98	0,98	0,98
18	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0
19	0,97	0,98	0,94	0,97	0,97
20	0,9	0,94	0,89	0,88	0,88
21	0,8	0,82	0,83	0,8	0,78
22	0,68	0,72	0,76	0,73	0,71
23	0,6	0,65	0,68	0,67	0,63
24	0,55	0,6	0,61	0,62	0,57

Длина линии от ЭС-1 до приёмной ЭЭС (L_{13}) принимается равной $0,4L_{12}$.

Длина линии от приёмной ЭЭС до ЭС-2 (L_{23}) равна $0,6L_{12}$.

Число цепей линии 1-3 определяется по соотношению установленной мощности электростанции ЭС-1 и натуральной мощности линии P_B (табл. 2.2).

$$N_{13} \geq \frac{N_{ЭС1} P_{номЭС1}}{P_B}.$$

Число цепей линии 2-3 определяется аналогично по мощности ЭС-2.

Максимальная нагрузка приёмной системы принимается равной 90 % от суммы установленных мощностей электростанций ЭС-1 и ЭС-2.

$$P_{\text{макс}} = 0,9(N_{\text{ЭС1}}P_{\text{номЭС1}} + N_{\text{ЭС2}}P_{\text{номЭС2}}).$$

2.2. Задача № 1

Построить эквивалентные расходные характеристики электростанций ЭС-1 и ЭС-2, используя параметры блоков электростанций ЭС-1 и ЭС-2 и их число.

Указания по решению

Линеаризованная двухзонная расходная (энергетическая) характеристика одного блока тепловой электростанции имеет следующий вид

$$B_{\text{бл}} = \begin{cases} B_x + b'_k \frac{P_{\Gamma}}{n_{\text{эс}}}, & \text{если } \frac{P_{\Gamma}}{n_{\text{эс}}} \leq P_1; \\ B_x + b'_k P_1 + b''_k \left(\frac{P_{\Gamma}}{n_{\text{эс}}} - P_1 \right), & \text{если } \frac{P_{\Gamma}}{n_{\text{эс}}} > P_1, \end{cases} \quad (1)$$

где $B_x = b_x P_{\text{ном}}$ – расход топлива холостого хода (см. табл. 2.3);

b'_k – относительный прирост расхода топлива в первой зоне (см. табл. 2.3);

P_{Γ} – мощность (генерация) электростанции, МВт;

$n_{\text{эс}}$ – число включённых блоков на электростанции;

P_1 – граница первой зоны расходной характеристики (см. табл. 2.3);

b''_k – относительный прирост расхода топлива во второй зоне (см. табл. 2.3).

Если $P_1 = P_{\text{ном}}$, то двухзонная расходная характеристика превращается в однозонную следующего вида

$$B_{\text{бл}} = B_{\text{х}} + b'_{\text{к}} \frac{P_{\text{Г}}}{n_{\text{эс}}} \quad (2)$$

Нагрузка электростанции изменяется в диапазоне от минимально допустимой нагрузки одного блока $P_{\text{мин}}$ до величины равной $\cdot n_{\text{эс}} P_{\text{ном}}$.

Для построения эквивалентной расходной характеристики электростанции необходимо вычислить расход топлива при последовательном увеличении нагрузки электростанции, на которой в работе находится $n_{\text{эс}}=1, 2, \dots, N_{\text{эс}}$ блоков. В качестве шага увеличения мощности можно принять величину равную $P_{\text{мин}}$.

В качестве примера рассмотрим построение эквивалентной расходной характеристики электростанции ЭС-1 с 6 блоками К-300-240. Блоки этой электростанции имеют однозонную расходную характеристику, т.к. $P_1 = P_{\text{ном}}$ (см. табл. 2.3).

$$B_{\text{бл } 1} = 7,5 + 0,293 \frac{P_{\text{Г}1}}{n_{\text{эс}1}} \quad \text{при} \quad 150 \leq \frac{P_{\text{Г}1}}{n_{\text{эс}1}} \leq 300 .$$

Вычислим расход топлива на электростанции при различном числе включённых блоков (1, 2, ..., 6).

$$B = B_{\text{бл } 1} n_{\text{эс}1} .$$

Результаты вычислений приведены в табл. 2.5.

Затем в каждой строке таблицы 2.5 вычислим минимальную величину, которую запишем в столбце « $B_{\text{1мин}}$ ». Зависимость $B_{\text{1мин}}$ от мощности $P_{\text{Г}1}$ и является эквивалентной расходной характеристикой электростанции ЭС-1 (рис. 2).

Таблица 2.5 – Расход топлива на электростанции ЭС-1

$P_{Г1}$, МВт	B , т/ч при числе работающих блоков						$B_{1\text{мин}}$, т/ч
	$n_{ЭС1=1}$	$n_{ЭС1=2}$	$n_{ЭС1=3}$	$n_{ЭС1=4}$	$n_{ЭС1=5}$	$n_{ЭС1=6}$	
150	51,5						51,5
300	95,4	102,9					95,4
450		146,9	154,4				146,9
600		190,8	198,3	205,8			190,8
750			242,3	249,8	257,3		242,3
900			286,2	293,7	301,2	308,7	286,2
1050				337,7	345,2	352,7	337,7
1200				381,6	389,1	396,6	381,6
1350					433,1	440,6	433,1
1500					477,0	484,5	477,0
1650						528,5	528,5
1800						572,4	572,4

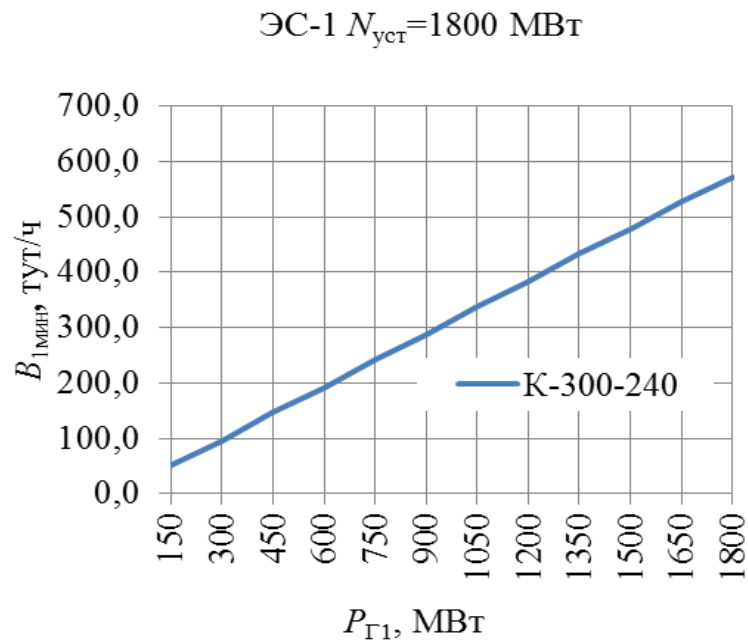


Рисунок 2. Расходная характеристика электростанции ЭС-1

Аналогично строится расходная характеристика ЭС-2.

Данные табл. 2.5 позволяют определить оптимальное число параллельно работающих блоков на электростанции. Для рассматриваемого примера получим следующие значения (табл. 2.6).

Таблица 2.6. – Оптимальное число работающих блоков ЭС-1

$P_{Г1}$, МВт	$n_{ЭС1}$ блоков
150	1
300	1
450	2
600	2
750	3
900	3
1050	4
1200	4
1350	5
1500	5
1650	6
1800	6

2.3. Задача № 2

В ЭЭС, схема которой приведена на рис. 1, суточный график нагрузки потребителей в относительных единицах по отношению к максимальной нагрузке $P_{\text{макс}}$ приведён в таблице 2.4. Эквивалентные расходные характеристики электростанций ЭС-1 и ЭС-2 вычислены при решении задачи № 1.

Построить суточные графики оптимальной генерации электростанций системы. При решении задачи принять, что потери мощности в электрической сети (линии 1 – 3 и 3 – 2) не зависят от распределения генерации между электростанциями и являются постоянной величиной ($\pi = \text{const}$).

Указания по решению

Условие оптимальности режима рассматриваемой ЭЭС, в составе которой находится две электростанции, при принятом выше допущении о постоянстве потерь мощности в сети имеет следующий вид

$$\begin{cases} \Pi_1 b_1 = \Pi_2 b_2 = \mu; \\ P_{Г1} + P_{Г2} - P_{нт} - \pi_t = 0. \end{cases} \quad (3)$$

где Π_1, Π_2 – стоимость топлива на 1-й и 2-й электростанциях;

$$b_i = \frac{dB_i}{dP_{Гi}} = b_i(P_{Гi}) \quad \text{– относительный прирост расхода условного топлива}$$

станции i при мощности станции $P_{Гi}$ ($i=1, 2$);

μ – относительный прирост затрат на топливо по системе в целом;

$P_{нт}$ – суммарная нагрузка потребителей системы в момент времени t .

Стоимость топлива на электростанции ЭС-2 принимается равной единице ($\Pi_{ЭС-2}=1$), стоимость топлива на электростанции ЭС-1 $\Pi_{ЭС-1}$ в соответствии с данными табл. 2.1.

Относительный прирост расхода условного топлива на i -й станции определяется по расходным характеристикам (1), (2). Так как характеристики (1) и (2) – это линеаризованные зависимости расхода топлива от нагрузки, то графически функции $b_i(P_{Гi})$ имеют ступенчатый вид, аналогичный рисунку 3.

На рис. 3 принято, что $\varepsilon_1 = \Pi_1 b_1$ и $\varepsilon_2 = \Pi_2 b_2$ – это характеристики прироста затрат на топливо электростанций ЭС-1 и ЭС-2, а

$$P_{Г\Sigma} = P_{Г1} + P_{Г2}.$$

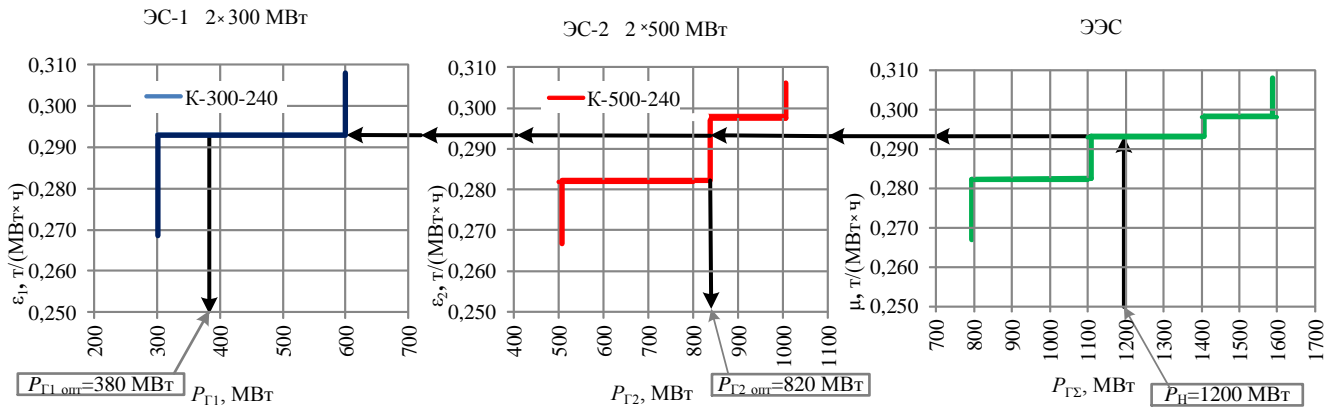


Рисунок 3. Характеристики относительного прироста затрат на электростанциях и ЭЭС

Значения ε_i ($i=1, 2$) для однозонной характеристики (2) равны $\varepsilon_i = \Pi_i b'_{ki}$ при $P_{\min i n_{\text{ЭС}i}} < P_{Gi} \leq P_{\text{ном}i n_{\text{ЭС}i}}$, а при двухзонной характеристике (1)

$$\varepsilon_i = \begin{cases} \Pi_i b'_{ki}, & \text{если } P_{\min i n_{\text{ЭС}i}} \leq P_{Gi} \leq P_{1i n_{\text{ЭС}i}}; \\ \Pi_i b''_{ki}, & \text{если } P_{1i n_{\text{ЭС}i}} < P_{Gi} \leq P_{\text{ном}i n_{\text{ЭС}i}}, \end{cases}$$

По оси абсцисс откладывается нагрузка электростанции в диапазоне от $P_{\min} n_{\text{ЭС}}$ до $P_{\text{ном}} n_{\text{ЭС}}$.

Характеристику относительных приростов (ХОП) затрат системы $\mu = f(P_{\Sigma})$ строят суммированием нагрузок отдельных электростанций при различных фиксированных значениях μ . В качестве таких фиксированных значений достаточно использовать последовательно увеличивающиеся величины ε_i ($i=1, 2$).

Используя значения суммарной нагрузки ЭЭС для различных часов ($P_{\Sigma nt} = P_{nt} + \pi_t$), можно по характеристике $\mu = f(P_{\Sigma})$ определить μ для каждого часа t расчётных суток, а затем по характеристикам $\varepsilon_i = f(P_{Gi})$ (при $\varepsilon_i = \mu$) найти генерацию всех электростанций для каждого часа расчётных суток. Так как

ХОП затрат системы имеет ступенчатый вид, то для определения μ необходимо найти ту ступень ХОП $\mu = f(P_{\Gamma\Sigma})$, на которую попадает суммарная нагрузка $P_{\Sigma_{Ht}}$ (см. рис. 3).

График нагрузки потребителей в относительных единицах (по отношению к максимальной нагрузке) P_{Ht*} ($t=1, 2, \dots, 24$) определяется по табл. 2.4 в соответствии с вариантом задания. В (3) необходимо использовать нагрузку в именованных единицах

$$P_{Ht} = P_{Ht*} P_{\max} \quad (t=1, 2, \dots, 24).$$

Способ определения P_{\max} описан в разделе 2.1 методических указаний. Потери мощности π_t ($t=1, 2, \dots, 24$) принять равными 3...5 % от P_{Ht} .

$$\pi_t = (0,03 \div 0,05) P_{Ht} \quad (t=1, 2, \dots, 24).$$

В первую очередь следует найти оптимальную генерацию электростанций для максимальной нагрузки ЭЭС ($P_{\Sigma_{H\max}} = P_{\max} + \pi_{\max}$) при полном составе включённых блоков $n_{эсi} = N_{эсi}$. Затем, перемещаясь по графику нагрузки ЭЭС, выполняют оптимизацию режима при более низких нагрузках ЭЭС.

В ночные часы суток может оказаться, что нагрузка системы с учётом потерь мощности ($P_{\Sigma_{Ht}} = P_{Ht} + \pi_t$) окажется меньше суммы минимально допустимых мощностей электростанций ($P_{\min 1} n_{эс1} + P_{\min 2} n_{эс2}$). Для этих часов суток следует рассмотреть вариант с отключением части блоков электростанций. В этом случае необходимо, чтобы

$$(P_{\min 1} n_{\text{ЭС}1} + P_{\min 2} n_{\text{ЭС}2}) \leq P_{\Sigma \text{HT}}.$$

Для нового варианта состава включённых блоков электростанций следует построить заново ХОП затрат электростанций $\varepsilon_i = f(P_{\Gamma i})$ и ЭЭС $\mu = f(P_{\Gamma \Sigma})$ и для часов пониженной нагрузки определить оптимальную генерацию электростанций по новым ХОП.

Результаты расчётов оптимальных режимов ЭЭС занести в таблицу 2.7.

Таблица 2.7. – Оптимальные режимы электростанций

Час	$P_{\Sigma \text{HT}},$ МВт	$\mu,$ т/(МВт·ч)	Оптимальное число включённых блоков		Оптимальная генерация электростанций, МВт	
			$n_{\text{ЭС}1\text{опт}}$	$n_{\text{ЭС}2\text{опт}}$	$P_{\Gamma 1\text{опт}}$	$P_{\Gamma 2\text{опт}}$
1						
2						
·						
·						
24						

Рассмотрим пример оптимизации режима ЭЭС, в состав которой входят электростанции ЭС-1 (2 блока К-300-240) и ЭС-2 (2 блока К-500-240). Примем, что $\Pi_1 = \Pi_2 = 1$. В этом примере оптимизация выполнена только для часа максимальной нагрузки $P_{\Sigma \text{H макс}} = P_{\text{макс}} + \pi_{\text{макс}} = 1200$ МВт.

Для ЭС-1 с однозонной характеристикой при $n_{\text{ЭС}1} = 2$

$$\varepsilon_1 = 1 \cdot 0,293 = 0,293 \text{ т/(МВт·ч) при } 2 \cdot 150 \leq P_{\Gamma 1} \leq 2 \cdot 300 \text{ МВт.}$$

Для ЭС-2 с двухзонной характеристикой при $n_{\text{ЭС}2} = 2$

$$\varepsilon_2 = \begin{cases} 1 \cdot 0,282, & \text{если } 2 \cdot 250 \leq P_{\Gamma 2} \leq 2 \cdot 410; \\ 1 \cdot 0,298, & \text{если } 2 \cdot 410 < P_{\Gamma 2} \leq 2 \cdot 500, \end{cases}$$

Расчет ХОП затрат ЭЭС приведён в табл. 2.8. Значения μ расположены в порядке возрастания фиксированных значений ε_i .

Таблица 2.8. – ХОП затрат электростанций и ЭЭС

Ступень ХОП	μ , т/(МВт·ч)	$P_{Г1}$, МВт $n_{эс1} = 2$	$P_{Г2}$, МВт $n_{эс2} = 2$	$P_{Г\Sigma} = P_{Г1} + P_{Г2}$, МВт
1	0,282	300	500 ÷ 820	800 ÷ 1120
2	0,293	300 ÷ 600	820	1120 ÷ 1420
3	0,298	600	821 ÷ 1000	1121 ÷ 1600

При $\mu=0,282$ т/(МВт·ч) мы находимся на первой ступени ХОП ЭС-2. Мощность этой станции находится в диапазоне 500 ÷ 820 МВт. Для ЭС-1 такое значение μ меньше ε_1 и мощность этой электростанции фиксируется на минимальном значении 300 МВт.

При $\mu=0,293$ т/(МВт·ч) мы находимся на первой ступени ХОП ЭС-1. «Ширина» этой ступени составляет 300 ÷ 600 МВт. Для ЭС-2 это значение μ находится между 0,282 и 0,298 т/(МВт·ч). Мощность ЭС-2 фиксируется на значении равном мощности перехода ХОП этой станции из первой зоны во вторую ($P_{Г2}=820$ МВт).

На третьей ступни ХОП ($\mu=0,298$ т/(МВт·ч)) мощность ЭС-1 фиксируется на максимальном значении (так как μ больше ε_1), а мощность ЭС-2 выходит в зону 821 ÷ 1000 МВт.

Графическое представление ХОП электростанций (см. рис. 3) значительно облегчает процесс построения ХОП ЭЭС и последующее определение оптимальной генерации электростанций.

Для оптимизации генерации электростанций при заданном значении $P_{\Sigma \text{н макс}} = 1200$ МВт определим по табл. 2.8 ту ступень ХОП затрат ЭЭС, на которую попадёт $P_{\Sigma \text{н макс}}$. Это – вторая ступень, для которой $\mu=0,293$ т/(МВт·ч). Затем

по второй строке табл. 2.8 в первую очередь определяем оптимальную генерацию ЭС-2, так как при этом значении $\varepsilon_2 = \mu = 0,293$ т/(МВт·ч) мощность этой станции определяется однозначно $P_{Г2\text{опт}} = 820$ МВт. Для ЭС-1 при $\varepsilon_1 = \mu = 0,293$ т/(МВт·ч) мы попадаем на ступень $300 \div 600$ МВт. Оптимальная генерация ЭС-1 определяется как разность между $P_{\Sigma\text{н макс}}$ и $P_{Г2\text{опт}}$.

$$P_{Г1\text{опт}} = 1200 - 820 = 380 \text{ МВт.}$$

Оптимальное число включённых блоков на электростанциях при максимальной нагрузке ЭЭС составит $n_{\text{эс1опт}} = 2$, $n_{\text{эс2опт}} = 2$.

Полученные результаты оптимизации режима записываются в табл. 2.7 для часа, соответствующего максимальной нагрузке ЭЭС. Аналогично выполняются расчёты для других часов суточного графика нагрузки. Если в часы ночного снижения нагрузки окажется, что $P_{\Sigma\text{н}t} < 800$ МВт, то в этом примере следует отключить один блок на электростанции ЭС-1 или ЭС-2. Затем построить ХОП ЭЭС заново и определить оптимальную генерацию электростанций.

2.4. Контрольные вопросы

В контрольной работе приведите ответы на *два контрольных вопроса*. Номера этих вопросов определяются двумя последними цифрами шифра зачетной книжки: предпоследняя цифра определяет номер вопроса из первой группы, последняя цифра определяет номер вопроса из второй группы.

2.4.1. Первая группа

0. Структура ЭЭС и задач планирования режимов.
1. Обеспечение качества электрической энергии,
2. Обеспечение надёжности.
3. Информация для управления режимами
4. Модели установившегося режима электрической сети.
5. Модель оптимизации установившихся режимов ЭЭС.
6. Долгосрочные прогнозы электропотребления.
7. Краткосрочный прогноз нагрузок и электропотребления.
8. Энергетические характеристики оборудования электростанций.
9. Выбор состава включённого оборудования.

2.4.2 Вторая группа

0. Планирование режимов ГЭС.
1. Распределение нагрузки между ТЭС и ГЭС.
2. Критерий оптимальности режима сети и технические ограничения.
3. Средства регулирования напряжения и реактивной мощности.
4. Определение нагрузочных потерь электроэнергии методом оперативных расчётов.
5. Определение потерь электроэнергии методом расчётных суток.
6. Определение потерь электроэнергии методом средних нагрузок.
7. Определение потерь электроэнергии в сетях напряжением до 1000 В.

8. Технические мероприятия по снижению потерь электроэнергии.
9. Организационные мероприятия по снижению потерь электроэнергии.

3. Учебно-методические материалы по дисциплине (литература)

Основная

1. Цыгулёв Н.И. Общая энергетика: учеб. пособие / Дон. гос. техн. ун-т. – Ростов-на-Дону: Изд. центр ДГТУ, 2012.
2. Герасименко А.А. Передача и распределение электрической энергии: учеб. пособие / А.А. Герасименко, В.Т. Федин. – М.: КНОРУС, 2012

Дополнительная

3. Электрические системы и сети: учебник / Г.Е. Поспелов, В.Т. Федин, П.В. Лычев - Мн.: УП «Технопринт», 2004
4. Справочник по проектированию электроэнергетических систем / Под ред. СС. Рокотяна и И.М. Шапиро. - М.: Энергоатомиздат, 1985.
5. Справочник по проектированию электрических сетей / Под ред. Д.Л. Файбисовича. -М.: Издательство НЦ ЭНАС, 2005.
6. Кравченко В.Ф. Оценивание состояния и идентификация в электроэнергетических системах: учеб. пособие / Юж.-Рос. гос. техн. ун-т. - Новочеркасск: ЮРГТУ, 2008
7. Хлебников В.К. Методические указания к лабораторным занятиям по дисциплине «Электроэнергетические системы и сети» / Дон. гос. техн. ун-т – Ростов-на-Дону: ДГТУ, 2013.
8. Хлебников В.К. Методические указания к практическим занятиям по дисциплине «Электроэнергетические системы и сети» / Дон. гос. техн. ун-т – Ростов-на-Дону: ДГТУ, 2013.