



МИНИСТЕРСТВО НАУКИ И ВЫСШЕГО ОБРАЗОВАНИЯ РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ
ФЕДЕРАЛЬНОЕ ГОСУДАРСТВЕННОЕ БЮДЖЕТНОЕ
ОБРАЗОВАТЕЛЬНОЕ УЧРЕЖДЕНИЕ ВЫСШЕГО ОБРАЗОВАНИЯ
«ДОНСКОЙ ГОСУДАРСТВЕННЫЙ ТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ»
(ДГТУ)

Кафедра «Цифровые технологии и платформы в электроэнергетике»

МЕТОДИЧЕСКИЕ УКАЗАНИЯ
к лабораторным работам для студентов
по дисциплине «Моделирование и проектирование ЭЭС»

Ростов-на-Дону
2023

УДК 620.9 (075.8)

Составитель: Луконин А.В.

Методические указания к лабораторным работам для студентов по дисциплине «Моделирование и проектирование ЭЭС». – Ростов-на-Дону: Донской государственный технический университет, 2023. – 30 с.

Настоящие указания содержат описание и порядок выполнения лабораторных работ, предусмотренных программой дисциплины «Моделирование и проектирование ЭЭС».

Предназначены для обучающихся по направлению подготовки 13.04.02 Электроэнергетика и электротехника.

Ответственный за выпуск зав. кафедрой «Цифровые технологии и платформы в электроэнергетике», к.т.н. Юров А.А.

В печать _____
Формат 60×84/16. Объем _____ усл. п. л.
Тираж 50 экз. Заказ № _____

Издательский центр ДГТУ
Адрес университета и полиграфического предприятия:
344000, г. Ростов-на-Дону, пл. Гагарина, 1

© Донской государственный
технический университет, 2023

СОДЕРЖАНИЕ

Общие указания.....	4
Варианты задания	4
Лабораторная работа № 1 Прогнозирование нагрузок и электропотребления ОЭС.....	8
Лабораторная работа № 2 Планирование ввода генерирующих мощностей ОЭС	12
Лабораторная работа № 3 Режимы ГЭС и ГАЭС в характерных суточных графиках нагрузки.....	18
Лабораторная работа № 4 Режимы работы ТЭС в характерных суточных графиках нагрузки.....	25
Лабораторная работа № 5 Выбор параметров ЛЭП системообразующей сети. Экономические показатели вариантов развития ЭЭС	29
Литература.....	30

ОБЩИЕ УКАЗАНИЯ

Выполнение лабораторных работ по дисциплине «Моделирование и проектирование ЭЭС» призвано способствовать углублению и закреплению знаний об основных приёмах планирования электрических сетей, полученных студентами при теоретическом изучении дисциплины.

Работы выполняются с применением математических моделей ЭЭС и программы Excel «ПЭСП» для ПЭВМ.

При выполнении лабораторных работ студенты обязаны соблюдать требования техники безопасности, обеспечить сохранность оборудования.

После выполнения очередного пункта задания необходимо предоставлять преподавателю его результаты.

Отчёт по каждой работе должен оформляться каждым студентом в соответствии со стандартами ДГТУ и содержать наименование, цель работы, задание, исходные данные в виде таблиц и схем, результаты по каждому пункту задания, анализ результатов моделирования, выводы.

ВАРИАНТЫ ЗАДАНИЯ

Вариант задания выбирается студентом в зависимости от значений двух последних цифр номера зачётки. Выбранный вариант задания, исходные данные являются общими для всех лабораторных работ. Расчетная эквивалентная схема ОЭС приведена на рис. В.1 и является общей для всех вариантов задания.

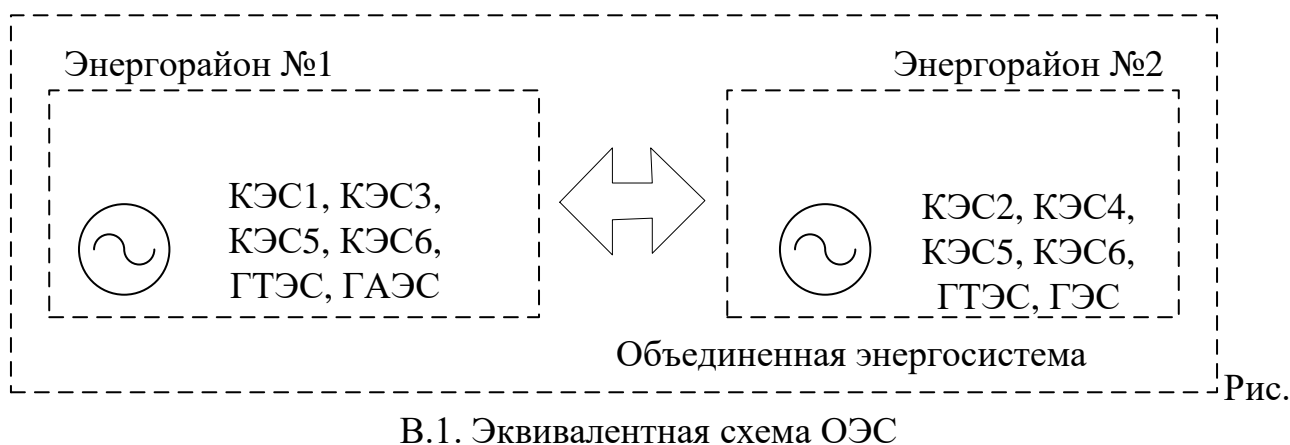


Схема ОЭС состоит из двух эквивалентных районов (узел 1 и узел 2), в которых сосредоточены суммарные нагрузки района в период прохождения максимальной нагрузки N_{max1} , N_{max2} , годовое электропотребление $W_{год1}$, $W_{год2}$.

Покрывание графиков нагрузки районов (при необходимости передача мощности в соседний район) осуществляется тепловыми (ТЭС) и гидравлическими электростанциями (ГЭС и ГАЭС). ТЭС имеются в обоих районах. Существующая ГЭС находится в районе 2, а существующая ГАЭС – в районе 1. К началу проектного периода связь между эквивалентными узлами осуществляется по линии 220 кВ длиной 200 км.

В перспективе дополнительные мощности ГЭС размещаются в районе 2 (узел 2), а ГАЭС – в узле 1. Перспективные ТЭС могут быть сооружены в любом районе ОЭС.

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

Данные для $t=0$ (табл. В.1, В.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. В.3 – В.5.

Таблица В.1.

Рост нагрузки и электропотребления 1-го узла за отчётный период

Последняя цифра шифра	Данные по годам									
	Нагрузка, МВт					Электропотребление, млрд. кВт.ч				
	-4	-3	-2	-1	0	-4	-3	-2	-1	0
1	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 В.2.

Рост нагрузки и электропотребления 2-го узла за отчётный период

Пред- послед- няя цифра шифра	Данные по годам									
	Нагрузка, МВт					Электропотребление, млрд. кВт.ч				
	-4	-3	-2	-1	0	-4	-3	-2	-1	0
1	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

Таблица В.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 В.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. В.5) являются общими для всех вариантов работы.

Таблица В.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-І30	210	Мазут
КЭС5	К-210-І30	210	Уголь
КЭС6	К-160-130	160	Мазут
ГТЭС	ГТ-100-750	100	Газ
ГЭС	СВ-1190/250	200	
ГАЭС	ВГДС-1005/245	200	

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

ЛАБОРАТОРНАЯ РАБОТА № 1

ПРОГНОЗИРОВАНИЕ НАГРУЗОК И ЭЛЕКТРОПОТРЕБЛЕНИЯ ОЭС

Цель работы:

Освоение основных приёмов прогнозирования графиков нагрузки и годового электропотребления в ОЭС.

Задание

1. Ознакомиться с назначением и составом программы автоматизированного проектирования «ПЭСП».
2. Изучить порядок подготовки исходных данных для проектирования развития ОЭС.
3. Освоить основные приёмы работы с интерфейсом программы «ПЭСП».
4. Ввести исходные данные в программу автоматизированного проектирования «ПЭСП».
5. Выполнить прогноз максимальных нагрузок узлов и годового электропотребления на 10-й год планируемого периода.
6. Построить суточные перспективные графики нагрузки узлов ОЭС и ОЭС в целом.
7. Построить суточные существующие графики нагрузки узлов ОЭС и ОЭС в целом.

Методические указания

Прогнозирование нагрузок и электропотребления экстраполяционным методом

Прогнозирование годового электропотребления и максимальных нагрузок может быть выполнено на основе экстраполяционного метода. Для этого необходимо подобрать уравнение регрессии для отчетных данных. Простейшим уравнением регрессии является линейное уравнение (рис.1.1):

$$y = at + b, \quad (1.1)$$

где t - номер года.

Коэффициенты a , b определяют методом наименьших квадратов

$$a = \frac{\sum_{i=1}^n t_i y_i - \frac{1}{n} (\sum_{i=1}^n t_i) (\sum_{i=1}^n y_i)}{[\sum_{i=1}^n t_i^2 - \frac{1}{n} (\sum_{i=1}^n t_i)^2]}, \quad (1.2)$$

$$b = \frac{1}{n} (\sum_{i=1}^n y_i - a \sum_{i=1}^n t_i), \quad (1.3)$$

где y_i – отчетные данные о нагрузке или электропотреблении для года t_i ;
 n – число лет наблюдений.

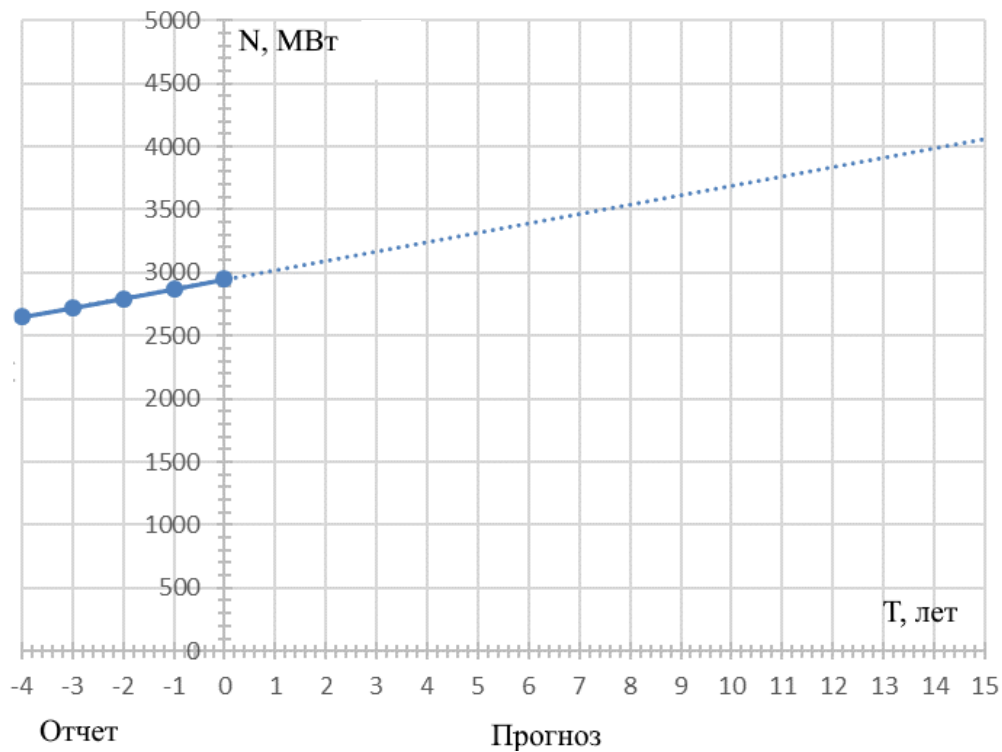


Рис. 1.1. Экстраполяция регрессионной зависимости.

О качестве построенного уравнения регрессии судят по величине F_p .

$$F_{расч} = \frac{\sum_{i=1}^n (y_i - \bar{y})^2}{\sum_{i=1}^n (y_i - at_i - b)^2}, \quad (1.4)$$

где \bar{y} - среднее значение y .

$$\bar{y} = \frac{1}{n} \sum_{i=1}^n y_i. \quad (1.5)$$

Стандартное значение F -распределения с достоверностью $\beta = 0,99$ и числом степеней свободы числителя $\lambda_1 = 5-1 = 4$ и знаменателя $\lambda_2 = 5-2=3$ равно $F_{табл} = 28,71$ (Критические точки распределения Фишера-Снедекора). Если $F_p > F_{табл}$, то уравнение регрессии выбрано правильно.

Подставляя в (1.1) t , равное номеру года желаемого прогноза рассчитывают перспективные максимумы нагрузки и электропотребление ($N_{\max}^{пр}$, $W_{год}^{пр}$) эквивалентных узлов ЭЭС.

Построение графиков нагрузки

Суточные графики нагрузки (зимний и летний) каждого узла ОЭС могут быть построены методом обобщённых характеристик [1, 2]. Графики нагрузок получают следующим образом.

Определяют число часов использования максимума нагрузки каждого узла ОЭС.

$$T_{нб} = \frac{W_{годk}^{пр}}{N_{maxk}^{пр}} \quad (1.6)$$

По рис. 1.2 [2], определяют плотность зимнего (летнего) суточного графика нагрузки $\beta_{сут}^{зимн}$ ($\beta_{сут}^{летн}$) для каждого узла с учетом географического района его расположения, а также коэффициент летнего снижения нагрузки $\alpha_{летн}$. Шкала $\beta_{сут}^{зимн}$ ($\beta_{сут}^{летн}$) на рис. 1.2 расположена слева, шкала $\alpha_{летн}$ - справа.

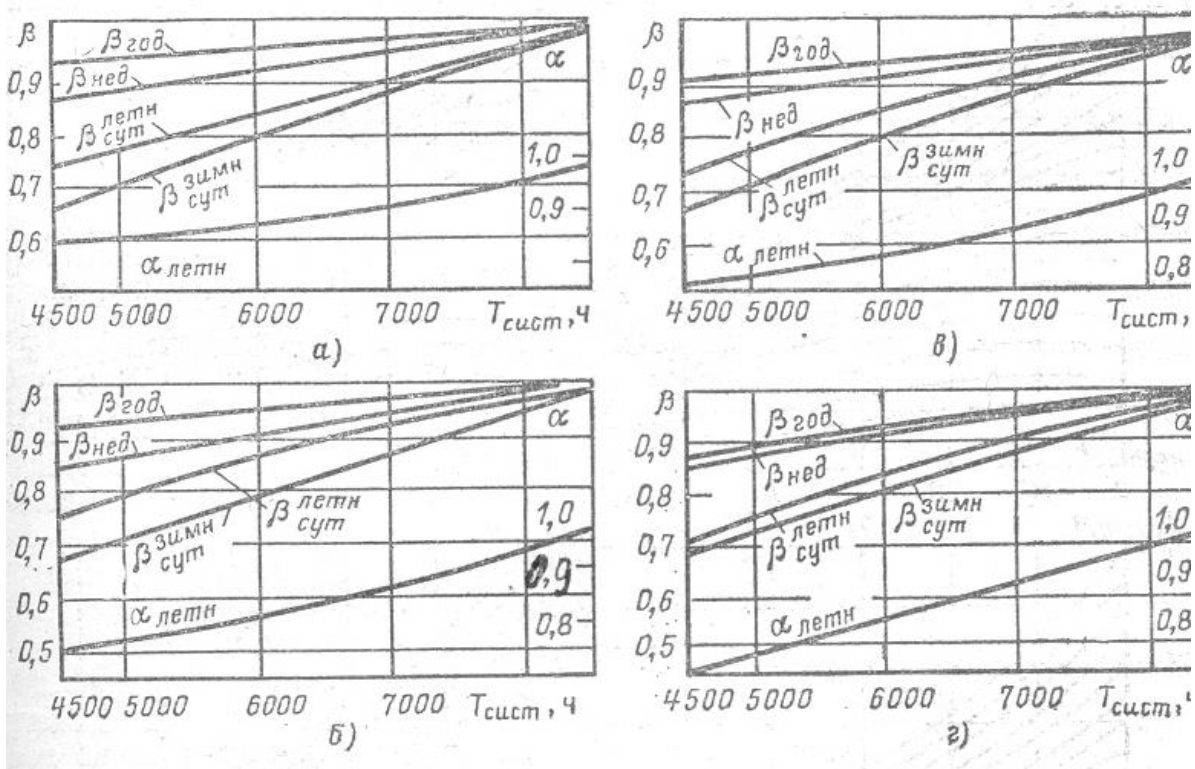


Рис. 1.2. Характеристики графиков нагрузки
а – крайний юг; б – юг; в – центр; г - север

Для вычисления ординат зимнего (летнего) суточного графика в относительных единицах $N_{t^*}^{зимн}$ ($N_{t^*}^{летн}$) используют данные табл. 2.13 из [2]. Переход к именованным единицам выполняется с помощью выражений.

$$N_t^{зимн} = N_{max}^{пр} \cdot N_{t^*}^{зимн}, \quad (1.7)$$

$$N_t^{летн} = \alpha_{летн} N_{max}^{пр} \cdot N_{t^*}^{летн}, \quad (1.8)$$

Совмещенный суточный график нагрузки ОЭС получают суммированием соответствующих графиков нагрузки узлов.

Работа с программой «ПЭСП»

Программа «ПЭСП» представляет собой простейший вариант автоматизированного проектирования развития ЭЭС. Работает программа в среде Excel и содержит расчётные макросы. При запуске программы «ПЭСП» необходимо разрешить использование макросов. Сохранять данные, результаты расчётов нужно в формате «Книга Excel с поддержкой макросов». В противном случае программа потеряет свои расчётные функции.

На листе «Данные» приведены возможные варианты заданий, соответствующие таблицам В1 – В.5 методических указаний. На этом листе необходимо в разделе «ИСХОДНЫЕ ДАННЫЕ» ввести номер своего варианта задания. Необходимые позиции выделены красным цветом. В результате этого будет сформированы две таблицы («Рост нагрузки и электропотребления за отчетный период», «Число агрегатов на существующих электростанциях»), содержащие индивидуальные данные конкретного варианта задания.

Прогнозирование нагрузок, электропотребления и построение суточных графиков выполняется на листе «Пункты 1, 2, 3». Здесь необходимо, используя рис. 2.8 справочника [2] занести сведения о характеристиках графиков нагрузки в таблицу 3, а затем в таблицу 8.

Автоматически будет выполнено построение и контроль уравнений регрессии (таблица 1), рассчитаны прогнозные значения максимальных нагрузок и годового электропотребления на 10-й год расчётного периода. После заполнения таблиц 3 и 8 автоматически будут рассчитаны ординаты характерных зимних и летних суточных графиков нагрузки эквивалентных узлов и ОЭС в целом.

Содержание отчёта по работе

Отчёт оформляется в соответствии с требованиями ДГТУ. В отчёте следует указать номер и название работы, цель работы. Затем размещаются схема ОЭС, таблицы, содержащие индивидуальные исходные данные. Должны быть приведены уравнения регрессии для описания изменения нагрузок и электропотребления всех узлов в отчётном периоде и результаты прогнозирования. Затем приводятся результаты прогнозирования характерных суточных графиков нагрузки зимы и лета для всех узлов и совмещённые перспективные графики нагрузки ОЭС в табличной форме и в виде рисунков. В завершении отчёта приведите выводы по выполненной работе и ответы на контрольные вопросы.

Контрольные вопросы

1. Какой вид имеют использованные в работе уравнения регрессии?
2. Как выполняется прогноз методом экстраполяции?
3. Какие характеристики графиков нагрузки использованы для их прогнозирования?
4. Почему максимум нагрузки совмещённого графика меньше суммы максимумов нагрузок отдельных узлов ОЭС?

ЛАБОРАТОРНАЯ РАБОТА № 2

ПЛАНИРОВАНИЕ ВВОДА ГЕНЕРИРУЮЩИХ МОЩНОСТЕЙ ОЭС

Цель работы:

Формирование вариантов развития генерирующих мощностей ОЭС

Задание:

1. Сформировать баланс мощностей ОЭС на перспективу.
2. Наметить два варианта развития электростанций.
3. Определить величину ремонтного резерва мощности.
4. Выбрать величину оперативного резерва мощности.
5. Откорректировать варианты ввода генерирующей мощности на новых электростанциях ОЭС.

Методические указания

Баланс мощности

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. 2.1).

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.

Таблица 2.1

Составляющие баланса мощности

Номер позиции	Наименование
	<u>Потребность</u>
1	Совмещенный максимум нагрузки
2	Передача мощности в другие системы
3	Необходимый резерв
4	Итого потребная мощность электростанций (1+2+3)
	<u>Покрытие</u>
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)

Варианты развития электростанций

Суммарная потребность во вводе генерирующих мощностей определяется величиной дефицита мощности в ОЭС. Формирование вариантов покрытия дефицита мощности может быть выполнено методом попарного сопоставления вариантов сооружения электростанций различного типа.

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

Доля вводимых мощностей на базисных, полупиковых и пиковых электростанциях 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.

Ремонтный резерв мощности

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

Резерв для проведения текущих ремонтов определяется по выражению:

$$R_{\text{тр}} = \sum_{j=1}^k N_{\text{уст } j} \cdot \frac{r_{\text{уд } j}^{\text{тр}}}{100}, \quad (2.1)$$

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

k - число типов электростанций;

$r_{\text{уд } j}^{\text{тр}}$ - 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:

$$R_{\text{кр}} = \frac{\sum_{j=1}^k (N_{\text{уст } j} t_{\text{кр } j}) - S_{\text{пр}} K_{\text{пр}}}{12}, \quad (2.2)$$

где $t_{\text{кр } j}$ - норматив простоя в капремонте, мес, [2, с.85];

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

$K_{пр}$ – 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 .

$$S_{пр} = \sum_{m=1}^{12} (N_{расп\ m}^{усл} - N_{max\ m}). \quad (2.3)$$

Максимальная нагрузка m -го месяца года $N_{max\ m}$ равна:

$$N_{max\ m} = \frac{2a}{k' + 1} + \frac{a(k' - 1)}{6(k' + 1)}m + b \cdot \cos(30m - 15),$$

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

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

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

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

Здесь k_p – коэффициент годового роста нагрузки, равный отношению максимальной нагрузки узла проектного года к максимальной нагрузке узла ЭЭС года предыдущего проектному.

$$k_p = N_{MAX(t=T)}^{PP} / N_{MAX(t=T-1)}^{PP},$$

где T – номер проектного года.

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 (2.3) $N_{расп\ m}^{усл}$, на указанную величину сезонного снижения мощности электростанций в летние месяцы.

Условная располагаемая мощность определяется прямой, соединяющей максимумы нагрузки января и декабря.

$$N_{расп\ m}^{усл} = c + m \cdot d, \quad (2.4)$$

где c и d – коэффициенты.

Для определения коэффициентов c и d необходимо решить систему уравнений:

$$\begin{cases} c + d = N_{m=1} \\ c + 12d = N_{m=12} \end{cases}, \quad (2.5)$$

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

Оперативный резерв мощности

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

$$R_o = R_{ав} + R_n = MO[P_{ав}] + 2.65\sigma - 0.125N_{max}, \quad (2.6)$$

где R_n – нагрузочный резерв;

$R_{ав}$ – аварийный резерв.

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

σ – 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:

$$MO[P_{ав}] = \sum_{j=1}^k N_{уст\ j} q_j, \quad (2.7)$$

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

Величина σ определяется по формуле

$$\sigma = \sqrt{0,145(R_{ав} - MO[P_{ав}] + 0,125N_{max})^2 + \sigma_n^2}. \quad (2.8)$$

Аварийный резерв равен

$$R_{ав} = \sum_{j=1}^k N_{уст\ j} r_{уд\ j}, \quad (2.9)$$

где $r_{удj}$ – удельный резерв, определяемый по рис. 3.2 в [2].

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

$$P_{j\text{ уд. ед}} = N_{aj} \frac{100}{N_{\max}}, \quad (2.10)$$

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

Если $P_{j\text{ уд. ед}}$ находится в диапазоне 1...5%, то

$$r_{удj} = 1 + 180 \cdot q_j + (1 + 18 \cdot q_j) P_{j\text{ уд. ед}}. \quad (2.11)$$

Среднеквадратическое отклонение нагрузки σ_H равно

$$\sigma_H = k_H \sqrt{N_{\max}^{\text{зимн}}}. \quad (2.12)$$

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

Корректировка вариантов ввода генерирующей мощности на новых электростанциях ОЭС

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.

Работа с программой «ПЭСП»

Лабораторная работа №2 выполняется в программе «ПЭСП». Откройте эту программу, подключите макросы. Затем перейдите на лист «Пункты 4, 5, 6». Автоматически на этот лист переносятся результаты прогнозирования нагрузки, характеристики существующих электростанций вашего варианта задания.

Варианты развития электростанций формируются автоматически, но можно самому сформировать варианты и занести их показатели в табл. 14 этого листа.

Расчёты всех составляющих резерва мощности выполняется автоматически с учетом сформированных вариантов ввода мощностей на электростанциях.

Необходимо проверить правильность используемых в программе коэффициентов $r_{удj}^{тр}$, $t_{крj}$, q_j , $\Gamma_{удj}$.

В нижней части листа «Пункты 4, 5, 6» ниже табл. 22 формируются рекомендации по корректировке плана ввода мощностей на электростанциях ОЭС.

Содержание отчёта по работе

Отчёт оформляется в соответствии с требованиями ДГТУ. В отчёте следует указать номер и название работы, цель работы. Затем размещаются таблицы, содержащие баланс мощности, варианты развития электростанций, расчёты резерва текущего ремонта, расчёта аварийного резерва, общие результаты расчёта резервов мощности. Должны быть приведены результаты расчёта резерва капитального ремонта. Сформулируйте рекомендации о корректировке первоначально выбранной величины резерва мощности. В завершении отчёта приведите выводы по выполненной работе и ответы на контрольные вопросы.

Контрольные вопросы

1. Как определить величину дефицита или избытка генерирующей мощности ЭЭС на перспективу?
2. Какие электростанции используются для покрытия базисной, полупиковой, пиковой зон суточного графика нагрузки?
3. Какие факторы влияют на величины резерва текущего ремонта?
4. Как резерв капитального ремонта зависит от режима электропотребления в ЭЭС?
5. Какие факторы учтены при расчёте оперативного резерва мощности?

ЛАБОРАТОРНАЯ РАБОТА № 3

РЕЖИМЫ ГЭС И ГАЭС В ХАРАКТЕРНЫХ СУТОЧНЫХ ГРАФИКАХ НАГРУЗКИ

Цель работы:

Формирование режимов существующих и проектируемых ГЭС и ГАЭС в суточном графике нагрузки

Задание

1. Определить рабочие мощности электростанций.
2. Определить параметры существующих и проектируемых ГЭС и ГАЭС для вписывания в суточный график нагрузки
3. Построить интегральную кривую нагрузки (ИКН) для зимнего суточного графика нагрузки
4. Вписать ГЭС и ГАЭС в суточный график нагрузки, используя ИКН
5. Построить суточные графики работы ГЭС и ГАЭС.

Методические указания

Рабочие мощности электростанций

В покрытии зимнего перспективного совмещенного графика нагрузки участвует рабочая мощность электростанций, которая меньше располагаемой ($N_{\text{расп } j}$) на величину мощности, находящейся в текущем ($N_{\text{тр } j}$), капитальном ($N_{\text{кр } j}$) и аварийном ($N_{\text{ав } j}$) ремонтах.

$$N_{\text{раб } j} = N_{\text{расп } j} - N_{\text{тр } j} - N_{\text{кр } j} - N_{\text{ав } j}. \quad (3.1)$$

Мощность, находящаяся в текущем ремонте на j -ой электростанции равна

$$N_{\text{тр } j} = N_{\text{уст } j} r_{\text{уд } j}^{\text{тр}} / 100. \quad (3.2)$$

Если резерв для капитального ремонта не требуется, то оборудование в зимний период в капитальный ремонт не выводится ($N_{\text{кр } j} = 0$). В противном случае ($R_{\text{кр}} > 0$) для определения $N_{\text{кр } j}$ необходимо составлять годовой график капитального ремонта. Величину $N_{\text{кр } j}$ можно определить приближенно, распределив $R_{\text{кр}}$ между отдельными электростанциями пропорционально их установленным мощностям.

Мощность, находящаяся в аварийном ремонте, равна

$$N_{\text{ав } j} = N_{\text{уст } j} q_j. \quad (3.3)$$

Вывод оборудования в текущий, аварийный и капитальный ремонты следует учитывать только для КЭС. Распределение мощности ремонтов между электростанциями одного типа выполняется пропорционально их мощности. Для КЭС мощность, находящаяся в ремонте, округляется до мощности, пропорциональной целому числу блоков.

Разность между суммарной рабочей мощностью электростанций ОЭС и максимумом зимнего перспективного графика нагрузки представляет собой величину резерва мощности в момент максимальной нагрузки

$$R = \sum_{j=1}^K N_{\text{раб}j} - N_{\text{max}}^{\text{зимн}}. \quad (3.4)$$

Этот резерв по степени мобильности разделяют на включенный и холодный резерв.

Оперативный резерв распределяется на вращающийся и холодный резервы. Величина вращающегося резерва составляет 2-3% максимума нагрузки, но не менее мощности крупнейшего агрегата (блока). Этот резерв размещается в первую очередь на ГЭС и ГАЭС (до 10-15% их располагаемой мощности), на ТЭЦ (до 5% их располагаемой мощности) и на наименее экономичных КЭС. Холодный резерв размещается в первую очередь на газомазутных, а затем на угольных КЭС.

Параметры существующих и проектируемых ГЭС и ГАЭС

Режимы работы ГЭС и ГАЭС должны обеспечить максимальное использование их энергоресурсов и мощности. Для ГЭС суточная выработка в пиковой зоне $W_{\text{пик}}^{\text{ГЭС}}$ определяется по значениям гарантированной среднемесячной мощности ГЭС $N_{\text{гар}}^{\text{ГЭС}}$ и базисной мощности $N_{\text{баз}}^{\text{ГЭС}}$:

$$W_{\text{пик}}^{\text{ГЭС}} = \left[k^{\text{ГЭС}} \cdot N_{\text{гар}}^{\text{ГЭС}} \cdot N_{\text{баз}}^{\text{ГЭС}} \right] \cdot 24, \quad (3.5)$$

где $k^{\text{ГЭС}}$ – коэффициент недельного регулирования ($k^{\text{ГЭС}} = 1,0 - 1,2$).

Пиковая мощность ГЭС определяется с учетом резерва, размещаемого на ней

$$N_{\text{пик}}^{\text{ГЭС}} = N_{\text{расп}}^{\text{ГЭС}} - R_{\text{вр}}^{\text{ГЭС}} - N_{\text{баз}}^{\text{ГЭС}}. \quad (3.6)$$

Если в системе имеются несколько ГЭС, то их вписывают в график нагрузки в порядке возрастания суточного числа часов использования располагаемой мощности ГЭС.

$$h_{\text{пик}}^{\text{ГЭС}} = \frac{k^{\text{ГЭС}} \cdot N_{\text{гар}}^{\text{ГЭС}} \cdot 24}{N_{\text{расп}}^{\text{ГЭС}}} \quad (3.7)$$

Вначале вписывают существующие ГЭС, а затем проектируемые.

Вписывание ГАЭС в суточный график нагрузки при работе в турбинном режиме проводится аналогично ГЭС. Мощность в турбинном режиме равна

$$N_{\text{турб}}^{\text{ГАЭС}} = N_{\text{расп}}^{\text{ГАЭС}} - R_{\text{вр}}^{\text{ГАЭС}}, \quad (3.8)$$

выработка энергии в турбинном режиме

$$W_{\text{турб}}^{\text{ГАЭС}} = W_{\text{нас}}^{\text{ГАЭС}} \cdot \eta, \quad (3.9)$$

где $W_{\text{нас}}^{\text{ГАЭС}}$ – потребление энергии ГАЭС в насосном режиме;

η – к.п.д. ГАЭС ($\eta = 0,7$).

Энергия и мощность, необходимые для зарядки ГАЭС в насосном режиме, определяются по формулам:

$$\begin{cases} W_{\text{нас}}^{\text{ГАЭС}} = \frac{k^{\text{ГАЭС}} \cdot N_{\text{расп}}^{\text{ГАЭС}} \cdot h_{\text{сут}}^{\text{ГАЭС}}}{\eta}, \\ N_{\text{нас}}^{\text{ГАЭС}} = k^{\text{ГАЭС}} \cdot N_{\text{расп}}^{\text{ГАЭС}}, \end{cases} \quad (3.10)$$

где $k^{\text{ГАЭС}}$ – коэффициент увеличения мощности в насосном режиме ($k^{\text{ГАЭС}} = 1,05 - 1,1$); $h_{\text{сут}}^{\text{ГАЭС}}$ – проектное суточное число часов работы в турбинном режиме ($h_{\text{сут}}^{\text{ГАЭС}} = 4 - 6$ час).

Для ГАЭС дополнительно выполняют вписывание насосного режима в часы ночного провала нагрузки (путем увеличения нагрузки этих часов) таким образом, чтобы дополнительная площадь графика нагрузки была равна $W_{\text{нас}}^{\text{ГАЭС}}$.

Интегральная кривая нагрузки

Для приближенного вписывания ГЭС и ГАЭС в график нагрузки используют интегральную кривую нагрузки (ИКН). Уравнение ИКН имеет вид:

$$W(P_k) = \int_{N_{\text{max}}}^{P_k} t(N) dN \approx \sum_t (N_t - P_k), \text{ при } N_t \geq P_k \quad (3.11)$$

где N_t – ордината суточного графика нагрузки.

ИКН строят методом конечных приращений. Для этого график нагрузки разбивается горизонтальными линиями P_k , начиная с N_{max} и заканчивая N_{cp} , на ряд элементарных площадок. Шаг разбиения графика удобно принять равным мощности одного гидрогенератора. Координаты точек графика ИКН определяются следующим образом. Подсчитывается площадь графика нагрузки $W(P_k)$, лежащая выше уровня P_k , и в масштабе энергии откладывается на графике ИКН по оси абсцисс. По оси ординат на графике ИКН откладывается значение P_k . Такое построение может быть выполнено как графически, так и в табличной форме.

Вписывание ГЭС и ГАЭС в график нагрузки

Поиск места ГЭС в графике (рис. 3.1) осуществляется путем нахождения на ИКН участка, на котором может быть размещен прямоугольный треугольник с катетами равными $N_{пик}^{ГЭС}$ и $W_{пик}^{ГЭС}$.

Если положение такого треугольника не удаётся найти, то $N_{пик}^{ГЭС}$ и $W_{пик}^{ГЭС}$ можно разделить на части пропорциональные числу гидрогенераторов и разместить на ИКН несколько меньших треугольников. В некоторых случаях оказывается, что $N_{пик}^{ГЭС}$ остаётся больше чем высота соответствующей зоны графика. Это означает недоиспользование мощности ГЭС. Аналогично выполняется вписывание ГАЭС в турбинном режиме.

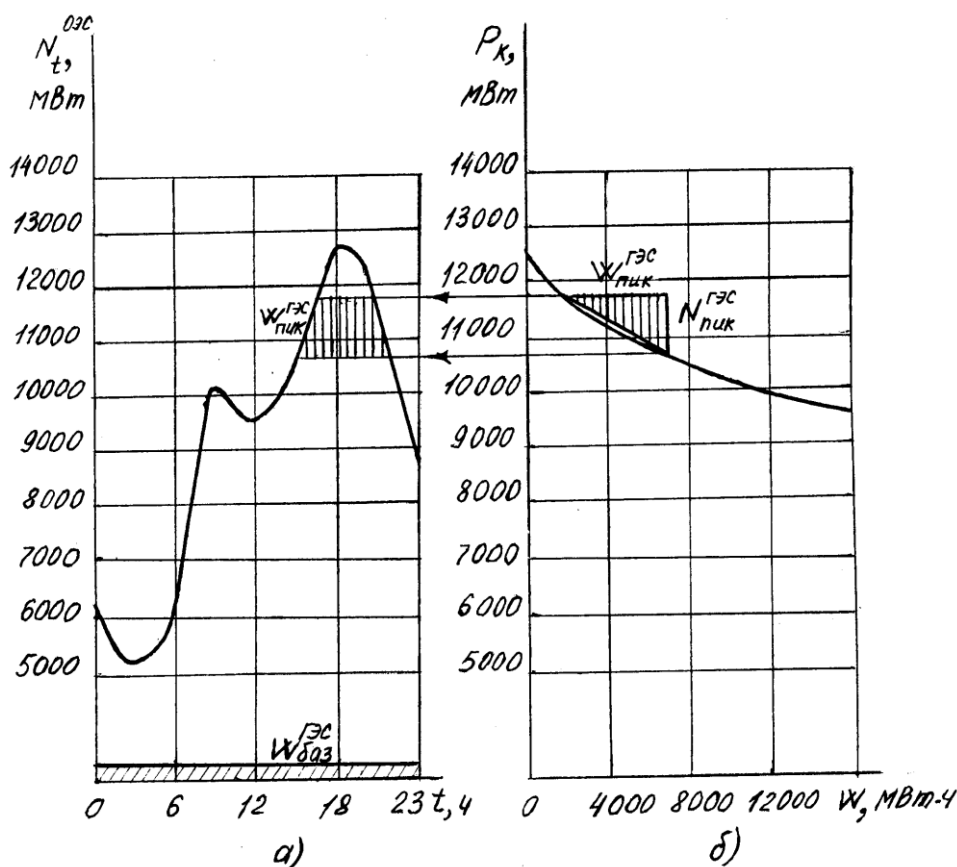


Рис.3.1. Определение графика нагрузки ГЭС:

- а) суточный график нагрузки;
- б) интегральная кривая нагрузки

После вписывания очередной ГЭС (ГАЭС в турбинном режиме) определяется новый суточный график нагрузки. Ординаты нового графика определяют путем вычитания из предыдущего графика нагрузки графика генерации ГЭС (ГАЭС) в пиковой и базисной зонах. По новому графику строят ИКН для вписывания следующей по порядку ГЭС, и т. д.

Для вписывания насосного режима ГАЭС необходимо построить график избытков мощности, используя последний из откорректированных при вписывании ГЭС (ГАЭС) графиков нагрузки.

$$N_t^{\text{изб}} = N_{\text{max}} - N_t^{\text{гэс}}, (t = 0, 1, \dots, 23). \quad (3.12)$$

По графику избытков мощности рассчитывается (по методике построения ИКН) интегральная кривая избытков мощности (рис. 3.2).

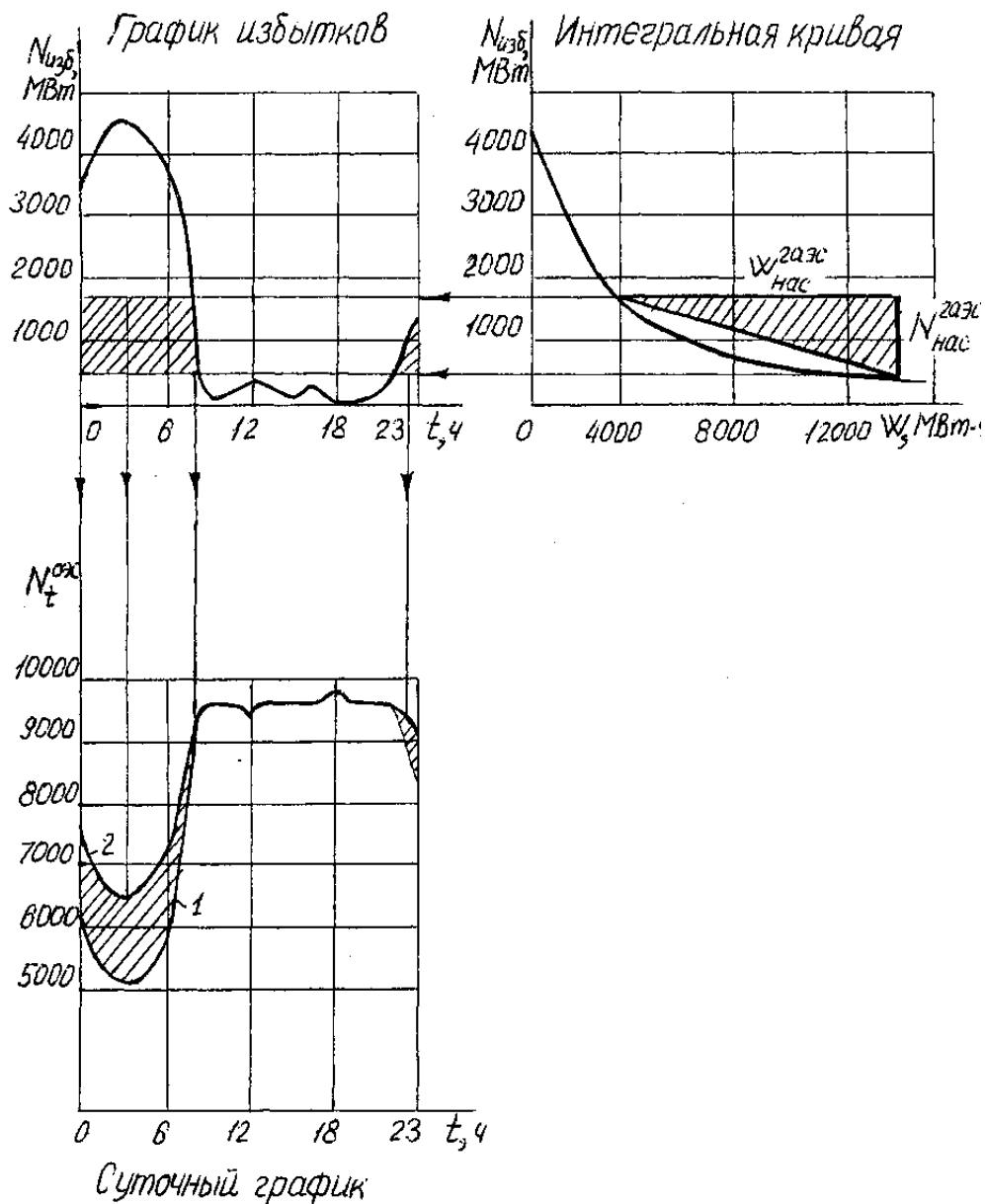


Рис. 3.2. Вписывание насосного режима ГАЭС в график нагрузки

1 - график нагрузки без учета зарядки ГАЭС;

2 - график нагрузки с учетом зарядки ГАЭС.

На интегральной кривой избытков мощности размещается треугольник с катетами $N_{\text{нас}}^{\text{гаэс}}$, $W_{\text{нас}}^{\text{гаэс}}$, соответствующими режиму зарядке ГАЭС. Треугольник должен быть размещен таким образом, чтобы часы работы ГАЭС в турбинном и насосном режимах не перекрывались. Если добиться этого не удастся, то необходимо уменьшить выработку в турбинном режиме (соответственно уменьшится потребность ГАЭС в энергии в насосном режиме) и вновь повторить процедуру вписывания с помощью интегральной кривой избытков мощности.

В результате вписывания ГАЭС в насосном режиме (увеличения ординат графика нагрузки в ночное время) получают график нагрузки, покрываемый ТЭС.

Графики работы ГЭС и ГАЭС

Графики работы ГЭС получают путём суммирования постоянной генерации в базовой части суточного графика нагрузки ЭЭС и нагрузки из пиковой части графика, в который выполнено вписывание ГЭС (рис. 3.1). При формировании графика работы ГАЭС определяют генерацию этой электростанции при работе в насосном режиме и нагрузку при переходе в насосный режим (рис. 3.2). У ГАЭС отсутствует базовая составляющая генерации.

Работа с программой ПЭСП

Лабораторная работа №3 выполняется в программе «ПЭСП». Откройте эту программу, подключите макросы. Затем перейдите на лист «Пункты 7.1, 7.2».

Автоматически на этот лист переносятся результаты прогнозирования нагрузки, характеристики существующих и перспективных электростанций вашего варианта задания. Автоматически определяется рабочая мощность электростанций (групп электростанций с однотипным оборудованием), которая заносится в табл. 23 на листе «Пункты 7.1, 7.2».

Затем в автоматическом режиме выбирается величина вращающегося резерва мощности на ГЭС и ГАЭС.

Автоматически формируется интегральная кривая нагрузки (табл. 24), соответствующая исходному графику нагрузки ЭЭС. При определении пиковой мощности ГЭС и её выработке в пиковой зоне необходимо вручную задать коэффициенты недельного регулирования водохранилища. Для ГАЭС вручную задайте число часов работы в турбинном режиме и коэффициенты увеличения нагрузки и потребности в электроэнергии при работе ГАЭС в насосном режиме.

Следующим шагом в выполнении работы необходимо вписать существующую ГЭС в пиковую зону исходного графика нагрузки ЭЭС. Вписывание выполняется в графическом режиме. Для этого необходимо менять координаты точки «А», показанной на графике ИКН. Первой (верхней) координатой является координата по горизонтальной оси, второй – по вертикальной оси. Меняя значения этих координат добейтесь того, чтобы острые углы треугольника характеристик ГЭС касались ИКН. Автоматически на графике нагрузки ЭЭС будет показана зона, в которой будет работать ГЭС. Автоматически зона, покрываемая

существующей ГЭС, будет «вырезана» из исходного графика нагрузки ЭЭС (табл. 25) и строится новая ИКН (табл. 26). Новая ИКН используется для вписывания в график нагрузки проектируемой ГЭС. Вписывание проектируемой ГЭС в модифицированный график нагрузки ЭЭС осуществляется аналогично описанному выше способу

Аналогично в график нагрузки вписывается ГАЭС в турбинном режиме. Для вписывания в график нагрузки ГАЭС в насосном режиме строится график избытков мощности (табл. 30) и интегральная кривая избытков мощности (табл. 31).

Графики работы ГЭС и ГАЭС в табличной форме приводятся в табл. 33.

Содержание отчёта по работе

Отчёт оформляется в соответствии с требованиями ДГТУ. В отчёте следует указать номер и название работы, цель работы. Затем размещается таблица расчёта рабочей мощности электростанций, результаты расчёта вращающегося резерва мощности и его распределение между электростанциями. Затем приведите характеристики ГЭС и ГАЭС, используемые при их вписывании в график нагрузки ЭЭС.

Результаты вписывания всех ГЭС и ГАЭС в отчёте представьте в графическом виде с помощью графиков нагрузки и ИКН. Постройте графики работы ГЭС и ГАЭС, используя данные из табл. 33.

В завершении отчёта приведите выводы по выполненной работе и ответы на контрольные вопросы.

Контрольные вопросы

1. Как определяется рабочая мощность ГЭС и ТЭС?
2. Какие электростанции привлекаются для реализации вращающегося резерва мощности?
3. Как определить пиковую мощность ГЭС и её выработку в этом режиме?
4. Как строится и используется ИКН?
5. Опишите процесс определения зоны работы ГЭС с использованием ИКН.
6. Какие режимы работы ГАЭС рассмотрены при выполнении работы?

ЛАБОРАТОРНАЯ РАБОТА № 4

РЕЖИМЫ РАБОТЫ ТЭС В ХАРАКТЕРНЫХ СУТОЧНЫХ ГРАФИКАХ НАГРУЗКИ

Цель работы:

Распределение нагрузок ТЭС по часам суток

Задание

Откорректировать энергетические характеристики ТЭС с учётом стоимости топлива.

Построить характеристику относительных приростов затрат на топливо по системе.

Определить оптимальное число включенных генераторов ГТЭС при максимальной нагрузке

Оценить экономическую целесообразность останова блоков ТЭС в ночное время.

Построить графики работы ТЭС в суточном графике нагрузки.

Методические указания

Корректировка энергетических характеристик ТЭС с учётом стоимости топлива

Оптимальное распределение нагрузки между ТЭС должно соответствовать минимуму топливной составляющей ежегодных издержек. Поэтому коэффициенты энергетических характеристик (b_x, b_k', b_k'') должны быть откорректированы с учетом замыкающих затрат на топливо

$$\left\{ \begin{array}{l} b_{xj} = b_{xj}^{\text{табл}} \frac{\Pi_j}{\Pi_{\text{баз}}}; \\ b_j' = b_{kj}^{\text{табл}} \frac{\Pi_j}{\Pi_{\text{баз}}}; \\ b_j'' = b_{kj}^{\text{табл}} \frac{\Pi_j}{\Pi_{\text{баз}}}, \end{array} \right. \quad (4.1)$$

где $b_{xj}^{\text{табл}}, b_{kj}^{\text{табл}}, b_{kj}^{\text{табл}}$ – табличные значения коэффициентов энергетических характеристик;

$\Pi_j, \Pi_{\text{баз}}$ – затраты на топливо соответственно на j -й электростанции и затраты на базисное топливо.

В качестве $\Pi_{\text{баз}}$ принимают стоимость наиболее широко используемого в системе топлива.

Построение характеристики относительных приростов затрат на топливо по системе

Если не учитывать изменения потерь мощности в сети при перераспределении нагрузки между ТЭС, то минимум топливных издержек соответствует условию:

$$\begin{aligned}\varepsilon_1 = \varepsilon_2 = \dots \varepsilon_j \dots = \varepsilon_k = \mu, \\ P_1 + P_2 + \dots + P_j + \dots + P_k = N_t,\end{aligned}\quad (4.2)$$

где $\varepsilon_1, \varepsilon_j, \varepsilon_k$, – относительные приросты затрат электростанций;

$$\varepsilon_j = \begin{cases} b'_j & \text{при } P_{\min} \leq P \leq P_1, \\ b''_j & \text{при } P_1 < P \leq P_{\text{ном}} \end{cases} \quad (4.3)$$

μ – относительный прирост затрат по системе.

Характеристику относительных приростов системы $\mu = f(P)$ строят суммированием нагрузок отдельных станций при различных фиксированных значениях μ . В качестве таких фиксированных значений достаточно использовать последовательно увеличивающиеся величины b'_j и b''_j ($j = 1, 2, \dots, k$). Первоначально $\mu = f(P)$ строят для всех агрегатов системы.

Оптимальное число включенных генераторов ГТЭС при максимальной нагрузке.

Вид характеристики $\mu = f(P)$ меняется при изменении состава включённого оборудования. Состав включённого оборудования определяют следующим образом. Если рабочая мощность всех ТЭС существенно превышает суммарную максимальную нагрузку ТЭС, то необходимо сравнить суточные затраты на топливо при работе всех исправных агрегатов или при выводе части их в холодный резерв.

Вид характеристики $\mu = f(P)$ меняется при изменении состава включённого оборудования. Состав включённого оборудования определяют следующим образом. Если рабочая мощность всех ТЭС существенно превышает суммарную максимальную нагрузку ТЭС, то необходимо сравнить суточные затраты на топливо при работе всех исправных агрегатов или при выводе части их в холодный резерв.

Экономическая целесообразность останова блоков ТЭС в ночное время

При снижении суммарной нагрузки состав включённого оборудования определяют путём сопоставления затрат на топливо при работе максимального числа агрегатов со сниженной нагрузкой или уменьшенного числа агрегатов с увеличенной загрузкой плюс дополнительные затраты на ежедневные пуск и останов агрегатов. Рассматривают интервал от 0 до 6 часов в суточном графике нагрузки ТЭС.

Если не учитывать затраты на пуск и останов, то условие выгодности останова j -го агрегата имеет вид

$$\gamma_{jo} > \mu_{\text{ср}}, \quad (4.4)$$

где γ_{jo} – удельные затраты j-го агрегата, имеющего до остановки нагрузку P_{jo} .

$$\gamma_{jo} = \begin{cases} \frac{b_{xj} P_{\text{НОМ}j} + b'_j P_{jo}}{P_{jo}}, & \text{при } P_{\text{мин}j} \leq P_{jo} \leq P_{1j} \\ \frac{b_{xj} P_{\text{НОМ}j} + b'_j P_{1j} + b''_j (P_{jo} - P_{1j})}{P_{jo}} \end{cases} \quad (4.5)$$

Графики работы ТЭС в суточном графике нагрузки

Используя значения суммарной нагрузки ТЭС для различных часов $N_t^{\text{ТЭС}}$, можно по зависимости $\mu = f(P)$ определить μ для каждого часа t суток, а затем по зависимости $\varepsilon_j = f_j(P_j)$ найти нагрузки отдельных станций (рис. 4.1). Решение этой задачи можно выполнить как графически, так и с помощью таблиц.

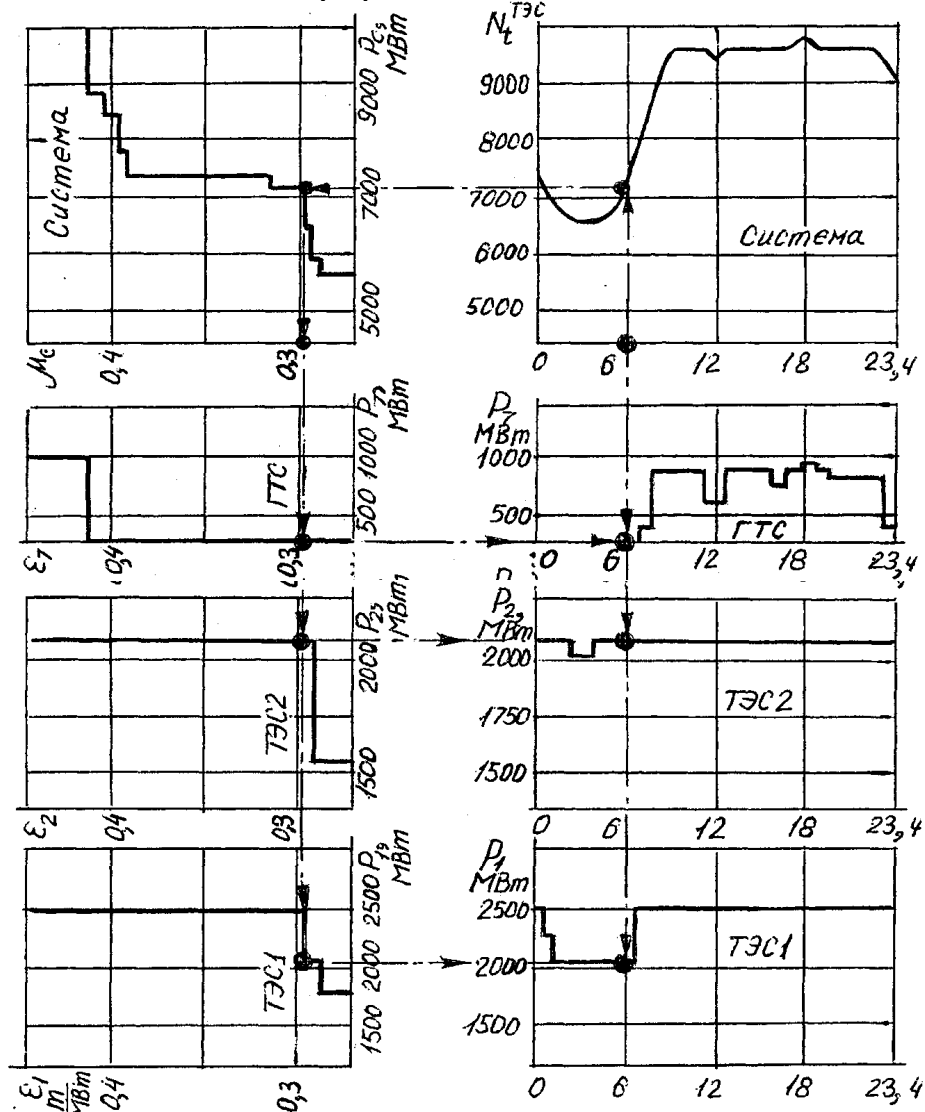


Рис. 4.1. Построение графиков нагрузки ТЭС.

Работа с программой ПЭСП

Лабораторная работа №4 выполняется в программе «ПЭСП». Откройте эту программу, подключите макросы. Затем перейдите на лист «Пункт 7.3».

Автоматически на этот лист переносятся результаты прогнозирования нагрузки, характеристики существующих и перспективных электростанций вашего варианта задания. Автоматически выполняются все пункты задания этой работы.

Содержание отчёта по работе

В отчёт включите таблицы, содержащие энергетические характеристики ТЭС, характеристики относительных приростов затрат по системе и отдельных ТЭС, оптимальные состав агрегатов ТЭС и их нагрузки. Приведите графики нагрузки ТЭС.

Контрольные вопросы

1. Что такое энергетические характеристики ТЭС?
2. Условие оптимального распределения нагрузки между включёнными агрегатами ТЭС.
3. Выбор состава включённых агрегатов при максимальной нагрузке системы.
4. Выбор агрегатов останавливаемых в ночное время расчётных суток.

ЛАБОРАТОРНАЯ РАБОТА № 5

ВЫБОР ПАРАМЕТРОВ ЛЭП СИСТЕМООБРАЗУЮЩЕЙ СЕТИ. ЭКОНОМИЧЕСКИЕ ПОКАЗАТЕЛИ ВАРИАНТОВ РАЗВИТИЯ ЭЭС

Цель работы:

Определение требований к пропускной способности межсистемной электропередачи. Формирование экономических характеристик варианта развития ЭЭС.

Задание

1. Распределить установленные мощности электростанций между узлами ОЭС.
2. Построить суточный график перетоков мощности по межсистемной ЛЭП (МЭП).
3. Выбрать параметры межсистемной ЛЭП.
4. Определить суточный и годовой расход топлива ТЭС.
5. Определить капиталовложения и ежегодные издержки по варианту развития ЭЭС.

Методические указания

Установленные мощности новых ГЭС и ТЭС распределяются между эквивалентными узлами ЭЭС пропорционально максимальной нагрузке этих узлов.

Переток мощности по МЭП каждого часа определяется как разность между нагрузкой первого узла и генерацией ГЭС и ТЭС, размещённых в первом узле.

Пропускная способность новой МЭП определяется по максимальному значению перетока мощности по МЭП с учётом пропускной способности существующей ЛЭП.

Капиталовложения в новые электростанции и МЭП определяются по удельным капиталовложениям. При определении ежегодных издержек учтены отчисления на ремонты и обслуживание, стоимость топлива. Для определения стоимости топлива формируются по энергетическим характеристикам ТЭС графики расхода топлива в суточном разрезе, а затем выполнен переход к годовому расходу топлива и его стоимости.

Контрольные вопросы

1. Как определяется часовой расход топлива ТЭС?
2. Как определяется годовой расход топлива?

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.
3. Салливан Р. Проектирование развития электроэнергетических систем. -М. :Энергоатомиздат. 1982. -316 с.