

Документ подписан простой электронной подписью

Информация о владельце:

ФИО: Фурсов Владимир Алексеевич

Должность: И.о. директора Пятигорского института (филиал) Северо-Кавказского
федерального университета

Дата подписания: 05.06.2026 09:41:18

Уникальный программный ключ: «СЕВЕРО-КАВКАЗСКИЙ ФЕДЕРАЛЬНЫЙ УНИВЕРСИТЕТ»

1c378726a41fd0143ae5bccc8ba81860b00daa62

МИНИСТЕРСТВО НАУКИ И ВЫСШЕГО ОБРАЗОВАНИЯ РОССИЙСКОЙ
ФЕДЕРАЦИИ
Федеральное государственное автономное образовательное учреждение
высшего образования
«СЕВЕРО-КАВКАЗСКИЙ ФЕДЕРАЛЬНЫЙ УНИВЕРСИТЕТ»
Пятигорский институт (филиал) СКФУ

Методические указания
по выполнению практических работ
по дисциплине «НАДЕЖНОСТЬ ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ СИСТЕМ»
для студентов направления подготовки
13.03.02 Электроэнергетика и электротехника

Пятигорск 2026 г.

Содержание

№ п/п	Стр.
	Введение
1.	Цель и задачи изучения дисциплины
2.	Оборудование и материалы
3.	Наименование практических работ
4.	Содержание практических работ
4.1	Практическая работа №1 Расчет показателей надежности структурных схем
4.2	Практическая работа №2 Тепловые режимы и нагрузочная способность трансформаторов
4.3.	Практическая работа №3 Тепловое старение изоляции трансформаторов. Аварийные и систематические перегрузки трансформаторов
4.4	Практическая работа №4 Расчет математического ожидания ущерба потребителей методом статистических испытаний
4.5	Практическая работа №5 Расчет показателей надежности распределительного устройства на основе упрощенной модели отказом выключателей
4.6	Практическая работа №6 Определение математического ожидания недоотпуска электроэнергии в концентрированной системе методом «перебора коэффициентов»
4.7	Практическая работа №7 Расчет математического ожидания ущерба потребителей методом статистических испытаний.
4.8	Практическая работа №8 Выбор аварийного резерва мощности в ЭЭС
5	Учебно-методическое и информационное обеспечение дисциплины
5.1	Перечень основной и дополнительной литературы, необходимой для освоения дисциплины
5.2	Перечень учебно-методического обеспечения самостоятельной работы обучающихся по дисциплине
5.3	Перечень ресурсов информационно-телекоммуникационной сети Интернет, необходимых для освоения дисциплины

Введение

Практические занятия создают оптимальные дидактические условия для деятельностного освоения студентами содержания и методологии изучаемой дисциплины «Надежность электроэнергетических систем», использование специального лабораторного оборудования и технических средств. Практические занятия занимают преимущественное место при изучении общепрофессиональных и профессиональных дисциплин. Практические занятия проводятся с целью выработки практических умений и приобретения навыков в решении задач, отработки упражнений, выполнении чертежей, производстве расчётов и т.п.

Целью практических занятий является формирование практических умений – профессиональных (выполнять определённые действия, операции, необходимые в последующем в профессиональной деятельности) или учебных, необходимых в последующей учебной деятельности по общепрофессиональным и профессиональным дисциплинам.

Библиографический список содержит сведения о справочной литературе и дополнительных изданиях, необходимых для углубленного изучения отдельных вопросов.

1. Цель и задачи изучения дисциплины

Целью освоения дисциплины «Надежность электроэнергетических систем» является ознакомление студентов, специализирующихся в области передачи и распределения электрической энергии, с основными понятиями и определениями из теории надежности, показателями надежности систем электроснабжения и их элементов, с понятием об оптимальной надежности и принципами нормирования надежности, понятием об ущербе от перерыва электроснабжения, а также с математическими моделями надежности систем электроснабжения и с методами их исследования.

Задачи изучения дисциплины заключаются в развитии навыков и умения выбирать и оценивать с точки зрения надежности различные схемы электроснабжения промышленных предприятий и установок.

2. Оборудование и материалы

Аппаратные средства: переносной ноутбук, проектор, доска магнитно-маркерная.

Учебная аудитория для проведения учебных занятий, оснащена оборудованием и техническими средствами обучения.

3. Наименование практических работ

Для студентов заочной формы обучения предусмотрены следующие практические работы: Практическая работа №1 Расчет показателей надежности структурных схем и практическая работа- 2 часа, Практическая работа №9 Оценка точности математических моделей надежности и методов их исследования- 2 часа.

№ Темы дисциплины	Наименование тем дисциплины, их краткое содержание	Объем часов	Из них практическая подготовка, часов
6 семестр			
1	Практическая работа № 1. Введение. Задачи и исходные положения оценки надёжности. Понятие о надежности ЭЭС. Расчет показателей надежности структурных схем.	2	—
3	Практическая работа № 2. Понятие о показателях надежности — единичных, комплексных, первичных, вторичных. Понятие об оптимальной надежности Тепловые режимы и нагрузочная способность трансформаторов.	2	—
5	Практическая работа №3. Последствия перерывов электроснабжения и их технико-экономическая оценка. Описание процессов функционирования элементов системы электроснабжения (СЭС) и СЭС. Тепловое старение изоляции трансформаторов.	2	—
7	Практическая работа №4. Три направления в решении задачи исследования математических моделей надежности. Методы, определяющие каждое из направлений в решении задач исследования мат. моделей надежности.	2	—

	Аварийные и систематические перегрузки трансформаторов.		
9	Практическая работа №5. Оценка точности математических моделей надежности и методов их исследования. Обоснование использования для оценки надежности СЭС специализированных математических моделей. Расчет показателей надежности распределительного устройства на основе упрощенной модели отказом выключателей.	2	—
11	Практическая работа №6. Математические модели и количественные расчёты надёжности систем. Логико-аналитический метод расчета надежности. Определение математического ожидания недоотпуска электроэнергии в концентрированной системе методом «перебора коэффициентов».	2	—
13	Практическая работа №7. Общие сведения об оценках важности элементов и способы оценки. Важность элементов на вероятностном уровне задания системы. Особенности технико-экономических расчётов в энергетике. Расчет математического ожидания ущерба потребителей методом статистических испытаний.	2	—
17	Практическая работа №8. Ненадёжность объекта энергетики и связанные с ней экономические нарушения. Убытки потребителя, вызванные ненадёжностью объекта энергетики. Убытки производителя поставщика, вызванные ненадёжностью объекта энергетики.	4	—
Итого за 6 семестр		18	—

Практическое занятие 1. Расчет показателей надежности структурных схем

Цель: изучить расчеты показателей надежности структурных схем

Знания и умения, приобретаемые студентом в результате освоения темы:

Студент будет знать:

элементы и связи структурных схем

таблично-логический метод расчета показателей надежности

Студент будет уметь:

рассчитывать показатели надежности структурных схем

Актуальность темы: полученные знания необходимы для расчетов недоотпуска электроэнергии

ТЕОРЕТИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ

При проектировании структурной схемы варьируемыми элементами обычно являются только трансформаторы (автотрансформаторы) блоков и связей между РУ. Поэтому рассматривают отказы этих элементов и их расчетные последствия. На этом этапе принимают, что схему РУ во всех вариантах одинаковы. Поскольку число элементов структурной схемы относительно невелико, то таблицу расчетных связей здесь можно не составлять.

Среднегодовой недоотпуск электроэнергии в систему из-за отказов трансформатора энергоблока (без генераторного выключателя) определяют по выражению:

$$\Delta W_{\Gamma} = P_{ном} \frac{T_{уст}}{8760} \omega_m (1 - q_{рб}) T_{вт}, \quad (1.1)$$

где $T_{уст}$ – число часов использования установленной мощности генератора;

$\omega_m, T_{вт}$ – частота отказов и среднее время восстановления трансформатора;

$q_{рб}$ – вероятность ремонтного состояния блока, определяемая выражением:

$$q = \frac{\omega T_{г} + \mu T_{р}}{8760}. \quad (1.2)$$

Если в блоке установлен генераторный выключатель, то среднегодовой недоотпуск электроэнергии определяют как,

$$\Delta W_{\Gamma} = P_{ном} \frac{T_{уст}}{8760} (\omega_m T_{вт} + \omega_{г} T_{вг}) (1 - q_{рб}) T_{вт}, \quad (1.3)$$

Если в блоке с генератором включен автотрансформатор (АТБ), то при этом всегда предусматривается генераторный выключатель. Отказ АТБ или генераторного выключателя (ВГ) может приводить не только к потере мощности энергоблока, но и аварийному снижению мощности других энергоблоков $\Delta P_{с}$, переток которой осуществляется через АТБ. Дополнительный недоотпуск электроэнергии в систему:

$$\Delta W_{пер} = \Delta P_{пер} \frac{T_{уст}}{8760} (\omega_m T_{вт} + \omega_{г} T_{вг}) (1 - q_{рб}). \quad (1.4)$$

Ущерб от недоотпуска электроэнергии для электростанций определяется по выражению:

$$Y = Y_c + Y_f + Y_{nm}, \quad (1.5)$$

где Y_c – ущерб системе, связанный с внеплановым восстановительным ремонтом, включение менее экономичных резервных агрегатов и увеличение потерь в сети;

Y_f – ущерб от снижения частоты;

Y_{nm} – ущерб от внеземных нарушений электроснабжения для потребителя.

Усредненные значения удельного ущерба значительно различаются по данным различных литературных источников [1,2]. В данном пособии предложены значения удельных ущерба для некоторой усредненной энергосистемы в ценах до 1991 года:

$$Y_{oc} = 0,15 \text{ руб/кВт}\cdot\text{ч}; \quad Y_{o.nm} = 0,7 \text{ руб/кВт}\cdot\text{ч}.$$

Аварии со снижением частоты особо тяжелые и редкие. За счет устройств АЧР частота обычно быстро восстанавливается. Поэтому ущербом U_f в последующих расчетах можно пренебречь, вследствие того что он значительно меньше значений U_{oc} и $U_{o.nm}$ [1].

При технико-экономическом сравнении вариантов структурных схем электростанций и подстанций в целевую функцию (приведение затраты) следует включать возможный ущерб от ненадежности электроустановки. При этом важно избежать ошибок от применения несопоставимых цен на оборудование.

Если в расчетах используются цены на основе новейшей рекламной и справочной литературы, то значения удельных ущербов должны быть соответственно пересчитаны. Избежать грубых ошибок в расчетах можно пересчитав значения U_{oc} , $U_{o.nm}$ в текущем долларовом эквиваленте.

Ущерб от ненадежности электростанции при этом определяется:

$$V = U_{oc} \cdot \Delta W_c + U_{o.nm} \cdot \Delta W_{nm}, \quad (1.6)$$

где ΔW_c – недоотпуск электроэнергии в энергосистему;

ΔW_{nm} – недоотпуск электроэнергии местным потребителям.

Пример 1. Задание. Рассчитать надежность главной схемы подстанции 110 кВ таблично-логическим методом. Схема подстанции приведена на рис. 1.1.

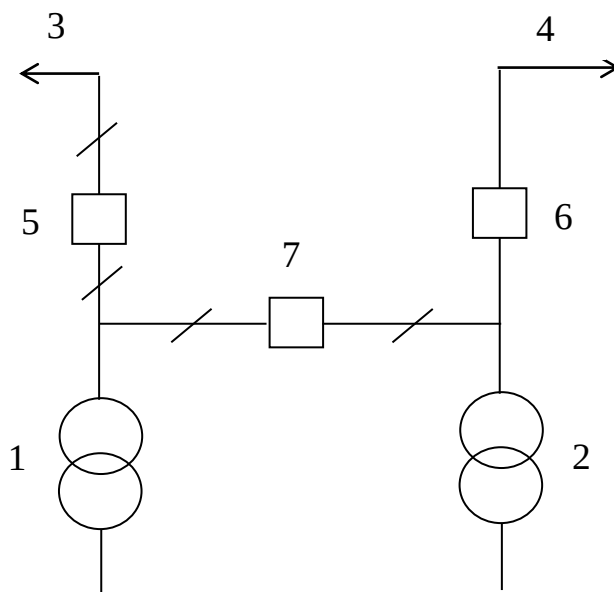


Рисунок 1.1- Расчетная схема подстанции

Элементы схемы i пронумерованы последовательно, по типам оборудования. Показатели надежности элементов схемы приведены в таблице 1.1.

Таблица 1.1 Показатели надежности элементов схемы

Элемент	i	ω год ⁻¹	T_e год	μ год ⁻¹	T_p год
Трансформатор 25 мВ·А	1, 2	0,01	0,01	0,2	0,01
Линия 110 кВ	3, 4	1,0	0,001	1,0	0,005
Выключатели 110 кВ	5, 6, 7	0,02	0,002	0,5	0,01

Расчетная нагрузка подстанции составляет $P_{n/cm} = 40 \text{ MBm}$, $\cos\varphi=0,8$. Через РУ 110 кВ осуществляется транзит мощности $P_{mp} = 20 \text{ MBm}$.

Решение. Проведем ранжирование расчетных аварийных режимов по степени тяжести:

- 1) полное погашение подстанции или потеря двух линий ($\Delta P = 60 \text{ MBm}$);
- 2) потеря двух трансформаторов ($\Delta P = 40 \text{ MBm}$);
- 3) потеря одной линии и одного трансформатора ($\Delta P = 32 \text{ MBm}$);
- 4) потеря одной линии ($\Delta P = 20 \text{ MBm}$);

5) потеря одного трансформатора ($\Delta P = 12 \text{ MBm}$).

Потеря мощности при отключении одного из трансформаторов определена исходя из допустимой аварийной перегрузки трансформатора 40%.

$$\Delta P = 40 - 1,4 \cdot 25 \cdot 0,8 = 12 \text{ MBm}.$$

Расчетные режимы работы (j):

- 1) аварийный и плановый ремонт трансформатора 1 (рис.1.2);
- 2) ремонт трансформатора 2;
- 3) ремонт линии 3 и выключателей 5, 7;
- 4) ремонт линии 4 и выключателя 6;
- 5) аварийный ремонт выключателя 7; плановый ремонт совпадает с ремонтом линии 3.

Относительные длительности расчетных режимов:

$$q_1 = \omega T_{\theta} + \mu T_{np} = 0,0001 + 0,002 = 0,0021;$$

$$q_2 = q_1 = 0,0021;$$

$$q_3 = \omega_3 T_3 + \omega_5 T_5 + \mu_3 \left(\frac{T_{p5} + T_{p7}}{2} \right) = 0,011;$$

$$q_4 = \omega_4 T_4 + \omega_5 T_5 + \mu_4 \left(\frac{T_{p4} + T_{p6}}{2} \right) = 0,0085;$$

$$q_5 = \omega_5 T_5 = 0,00004; \quad q_0 - \sum_{j=1}^5 q_j = 0,9762.$$

Составим таблицу расчетных связей (табл. 1.2). В таблице расчетных связей учитываются кратковременные аварии, которые ликвидируются оперативными переключениями; а также длительные аварии, продолжительность которых определяется временем восстановительного ремонта оборудования и электроустановки в целом. Длительность оперативных переключений принимается 0,5 – 1 ч.

В соответствующих графах таблицы расчетных связей указываются код аварийного режима или соответствующая ему потеря мощности, а в знаменателе – длительность этого режима.

Пример: $\frac{3(32)}{0,5}$ – код аварии 3, потеря мощности 32 мВт, длительность аварии 0,5 ч.

В таблице 1.2 в левых частях граф дана информация о кратковременных режимах, а справа – о длительных.

В соответствии с таблицей 1.2 определяется недоотпуск электроэнергии для повреждения каждого расчетного элемента (i).

Для кратковременных аварийных режимов, которые ликвидируются оперативными переключениями:

$$\Delta W_{i \text{ кр}} = \sum_{j=0}^5 \omega_i q_j T_{on} \Delta P_{\text{кр} ij}.$$

Для длительных аварийных режимов, продолжительность которых определяется восстановительным ремонтом:

$$\Delta W_{i \text{ дл}} = \sum_{j=0}^5 \omega_i q_j T_{\text{дл} ij} \Delta P_{\text{л} ij}.$$

Суммарный недоотпуск для повреждений i-го элемента:

$$\Delta W_{i \Sigma} = \omega_i \sum_{j=0}^5 q_j (T_{on} \Delta P_{\text{кр} ij} + T_{\text{дл} ij} \Delta P_{\text{л} ij}).$$

В соответствии с приведенными выражениями определим расчетный недоотпуск электроэнергии:

$$\Delta W_{1\Sigma} = 0,01[0,9762(0,5 \cdot 32 + 87,65 \cdot 12) + 0,0021(0,5 \cdot 60 + 87,65 \cdot 40) + 0,011 \cdot 87,65 \cdot 12 + 0,0085(0,5 \cdot 60 + 12 \cdot 87,65) + 0,00004 \cdot 12 \cdot 87,65] =$$

$$= 10,706 \text{ MBm} \cdot \text{ч};$$

$$\Delta W_{2\Sigma} = 10,706 \text{ MBm} \cdot \text{ч}; \quad \Delta W_{3\Sigma} = 176,34 \text{ MBm} \cdot \text{ч};$$

$$\Delta W_{4\Sigma} = 176,34 \text{ MBm} \cdot \text{ч}; \quad \Delta W_{5\Sigma} = 7,65 \text{ MBm} \cdot \text{ч}; \quad \Delta W_{6\Sigma} = 7,65 \text{ MBm} \cdot \text{ч};$$

$$\Delta W_{7\Sigma} = 7,55 \text{ MBm} \cdot \text{ч}.$$

Суммарный недоотпуск для всех рассмотренных аварийных режимов составляет

$$\Delta W_{\Sigma} = \sum_{i=1}^7 \Delta W_{i\Sigma} = 396,9 \text{ MBm} \cdot \text{ч}.$$

Таблица 1.2. Расчетные аварийные режимы

<i>i</i>		<i>j</i>											
	ω_i год ⁻¹	0 $q_0=0,9762$		1 $q_1=0,0021$		2 $q_2=0,0021$		3 $q_3=0,011$		4 $q_4=0,0085$		5 $q_5=0,00004$	
1	0,01	$\frac{32}{0,5}$	$\frac{12}{87,65}$	-	-	$\frac{60}{0,5}$	$\frac{40}{87,65}$	-	$\frac{12}{87,65}$	$\frac{60}{0,5}$	$\frac{12}{87,65}$	-	$\frac{12}{87,65}$
2	0,01	$\frac{32}{0,5}$	$\frac{12}{87,65}$	$\frac{60}{0,5}$	$\frac{40}{87,65}$	-	-	$\frac{60}{0,5}$	$\frac{20}{87,65}$	-	$\frac{12}{87,65}$	-	$\frac{12}{87,65}$
3	1,0	-	$\frac{20}{8,765}$	-	$\frac{20}{8,765}$	-	$\frac{20}{8,765}$	-	-	-	$\frac{60}{8,765}$	-	$\frac{12}{8,765}$
4	1,0	-	$\frac{20}{8,765}$	-	$\frac{20}{8,765}$	-	$\frac{20}{8,765}$	-	$\frac{60}{8,765}$	-	-	-	$\frac{12}{8,765}$
5	0,02	$\frac{32}{0,5}$	$\frac{20}{17,53}$	-	$\frac{20}{17,53}$	$\frac{60}{0,5}$	$\frac{20}{17,53}$	-	-	-	$\frac{60}{17,53}$	-	$\frac{12}{17,53}$
6	0,02	$\frac{32}{0,5}$	$\frac{20}{17,53}$	$\frac{60}{0,5}$	$\frac{20}{17,53}$	-	$\frac{20}{17,53}$	-	$\frac{60}{17,53}$	-	-	-	$\frac{12}{17,53}$
7	0,02	$\frac{60}{0,5}$	$\frac{20}{17,53}$	$\frac{60}{0,5}$	$\frac{20}{17,53}$	$\frac{60}{0,5}$	$\frac{20}{17,53}$	$\frac{60}{0,5}$	$\frac{20}{17,53}$	$\frac{60}{0,5}$	$\frac{12}{17,53}$	-	-

При более точных расчетах могут учитываться аварийные режимы электроустановки, связанные с отказами релейной защиты. Условная вероятность отказа основных защит может быть оценена значением 0,005 [1]. Для этих аварийных режимов составляется дополнительная таблица расчетных связей.

В отдельных случаях могут более точно определены длительности аварийных режимов.

Если электроустановка находилась в ремонтном состоянии, то время восстановления может определяться периодом, необходимым для завершения планового ремонта.

Пример 2. Задание. Определить возможный годовой недоотпуск электроэнергии для структурной схемы КЭС 3×500 мВт, предоставленной на рисунке 1.2.

Исходные данные. Энергоблоки $P_{НГ} = 500 \text{ MBm}$; $T_{уст} = 7000 \text{ ч/год}$. Местный промышленный район на напряжении 220 кВ: $P_{max} = 300 \text{ кВт}$; $\cos \varphi = 0,85$. Показатели надежности элементов приведены в таблице 1.3.

Таблица 1.3. Показатели надежности элементов

Элементы	ω 1/год	T_e ч/1	μ 1/год	T_p ч/1
Энергоблоки 500 мВт	11	120	1	600

Трансформаторы и АТ с $U_{вн} = 500 \text{ кВ}$	0,04	200	1	70
Генераторные выключатели $U_n = 20 \text{ кВ}$	0,04	20	0,33	60

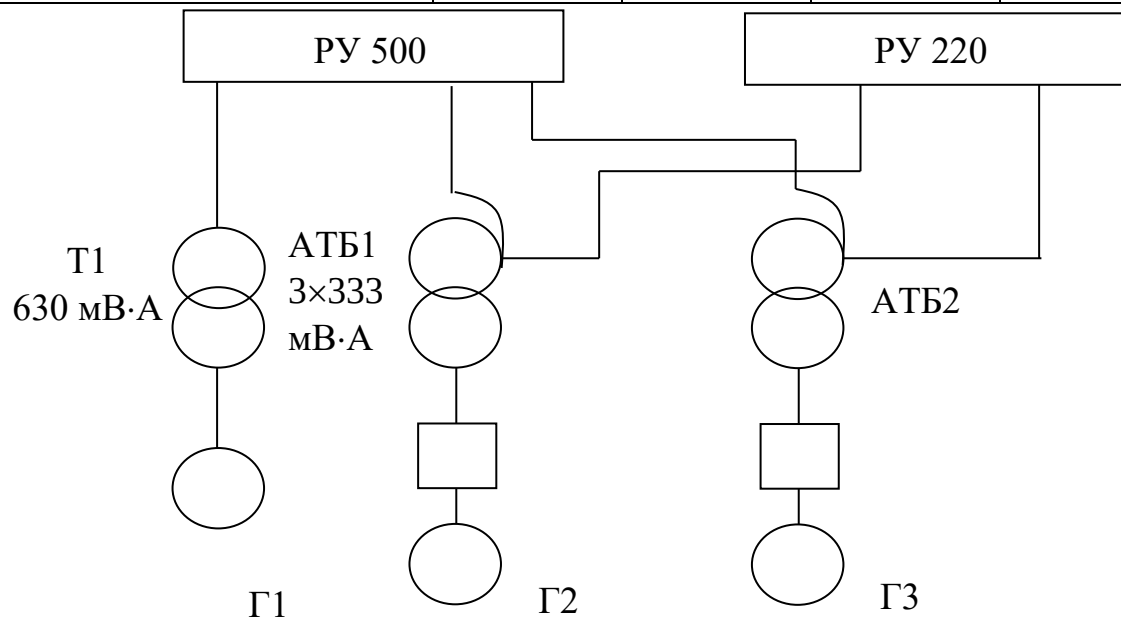


Рисунок 1.2 - Вариант структурной схемы КЭС с тремя энергоблоками

Решение:

1. Определяем вероятность ремонтных режимов элементов:

$$\text{энергоблока } q_{рб} = \frac{11 \times 120 + 1 \times 600}{8760} = 0,219;$$

группа трех однофазных автотрансформаторов блока АТБ

$$q_{ратб} = 3 \times \frac{0,04 \times 200 + 70}{8760} = 3 \times 0,0089 = 0,0267.$$

2. Вычисляем по (1.1) среднегодовой недоотпуск электроэнергии в систему из-за отказов трансформаторов блока

$$\Delta W_{\Gamma} = 500 \times 10^3 \frac{7000}{8760} 0,04(1 - 0,219)200 = 2,5 \cdot 10^6 \text{ кВт} \cdot \text{ч} / \text{год}.$$

3. Определяем по (1.3) среднегодовой недоотпуск электроэнергии генератора в систему из-за отказов в группе из однофазных АТБ и генераторного выключателя

$$\begin{aligned} \Delta W_{\Gamma} &= 500 \times 10^3 \frac{7000}{8760} (3 \times 0,04 \times 200 + 0,04 \times 20)(1 - 0,219) = \\ &= 7,74 \cdot 10^6 \text{ кВт} \cdot \text{ч} / \text{год}. \end{aligned}$$

4. Оценим последствия потери транзитной мощности из-за аварийных отключений АТБ. Оставшийся в работе АТБ сможет передать всю транзитную мощность, т.к.

$$1,4S_{ном} = 1400 > \frac{300}{0,85} = 353 \text{ МВ} \cdot \text{А}.$$

Наиболее тяжелая, аварийная ситуация, когда отказ АТБ (или ВГ) происходит во время ремонта другого АТБ.

Средняя длительность аварии такого рода:

$$\sum \omega_i q_j T_{ij} = 2(\omega_{атб} q_{рам} \times 0,5 T_{рам} + \omega_в q_{рам} T_{он}) =$$

$$= 2(0,04 \times 0,0267 \times 0,5 \times 70 + 0,04 \times 0,0267 \times 1,0) = 0,0769 \text{ ч/год}.$$

Расчетное время оперативных переключений $T_{он}$ принято 1 ч.

При нарушении связи между РУ 500 и 200 кВ недоотпуск мощности в сеть 220 кВ составит 300 МВт.

Среднегодовой недоотпуск из-за потери транзита мощности составит:

$$\Delta W_{\Gamma} = 300 \frac{7000}{8760} 0,0769 = 18,43 \cdot 10^3 \text{ кВт} \cdot \text{ч/год}.$$

5. Суммарный среднегодовой недоотпуск электроэнергии в систему составляет:

$$\Delta W_{\Gamma\Sigma} = 2,5 \cdot 10^6 + 2 \cdot 7,74 \cdot 10^6 + 0,018 \cdot 10^6 = 18,0 \cdot 10^6 \text{ кВт} \cdot \text{ч/год}.$$

6. Ущерб от недоотпуска электроэнергии по выражению (1.5):

$$U = 0,15 \cdot 10^{-3} \cdot 18,0 \cdot 10^6 = 2705 \text{ тыс.руб./год}.$$

Задача для самостоятельного решения.

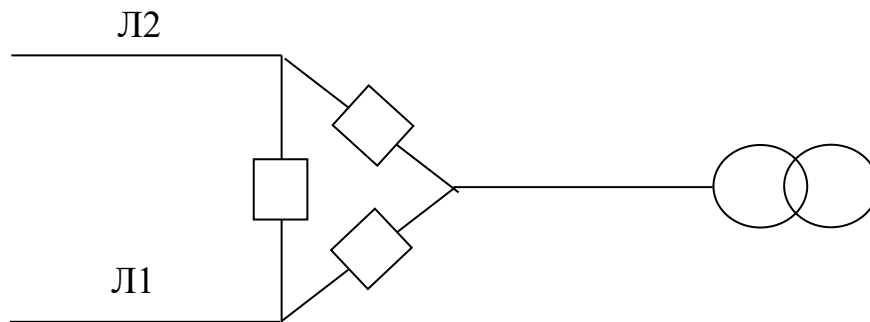


Рисунок 1.3

Для первой очереди п/ст 220 кВ (рис. 1.3) определить возможный годовой ущерб от недоотпуска электроэнергии потребителям.

Исходные данные для расчета: $\ell_{Л1} = 50 \text{ км}$, $\ell_{Л2} = 80 \text{ км}$, $S_{нт} = 40 \text{ МВ} \cdot \text{А}$, $P_{max} = 35 \text{ МВт}$, $T_{max} = 6500 \text{ МВт}$. Отключение одной из линий не приводит к ограничению электроснабжения.

Практическое занятие №2

Тепловые режимы и нагрузочная способность трансформаторов

Цель: изучить тепловые режимы и нагрузочную способность трансформаторов

Знания и умения, приобретаемые студентом в результате освоения темы:

Студент будет знать:

порядок определения нагрузочной способности трансформатора в разных режимах

Студент будет уметь:

рассчитывать температурные показатели трансформаторов опираясь на графики нагрузки оборудования

Актуальность темы: научиться определять нагрузочную способность трансформаторов с разными системами охлаждения

Стандартами установлены предельно допустимые температуры трансформаторов. Они основаны на длительном опыте эксплуатации и предусматривают непрерывную работу трансформатора при его номинальной мощности и предписанных окружающих условиях в течение установленного срока службы.

В реальных условиях происходят сезонные и суточные изменения окружающей температуры, меняется нагрузка трансформатора. Изменения нагрузки и окружающей температуры приводит к изменению температуры всех частей трансформатора, в том числе твердой изоляции и масла.

Режим нагрузки с циклическим изменением – режим, определяемый с учетом среднего значения износа за продолжительность цикла. Режим циклических нагрузок может быть нормальным или длительным аварийным.

Нормальная циклическая нагрузка – нагрузка, вызванная повышенной окружающей температурой или повышенным относительно номинального током в течение части цикла, но с точки зрения теплового старения такая нагрузка эквивалентна номинальной при нормальной окружающей температуре. Это возможно при пониженной температуре окружающей среды или пониженном токе в течение остальной части цикла.

Стандартом 14209-85 установлены следующие температуры и превышения температуры частей трансформатора при номинальных условиях.

Превышение температуры масла в верхних слоях над температурой охлаждающей среды для трансформаторов с системой охлаждения М и Д составляет $\theta = 60(55)^\circ\text{C}$; для систем охлаждения Ц и ДЦ - $\theta = 40^\circ\text{C}$;

Номинальная температура охлаждающей среды $\vartheta_{\text{охл}} = +20^\circ\text{C}$.

Для указанных условий определяются превышения температуры обмотки в наиболее нагретой точке над температурой масла для трансформаторов с системами охлаждения $M_p Д - \theta_{\text{мнтв}} = 18(23)$; а для трансформаторов с системами охлаждения $Ц_p ДЦ = 38^\circ\text{C}$.

Условная температура обмотки в наиболее нагретой точке, при которой износ изоляции класса А равен 1, что соответствует номинальному сроку службы трансформатора, $\vartheta_{\text{ннт}}^{\text{ном}} = 98^\circ\text{C}$.

Температура в наиболее нагретой точке:

$$\vartheta_{\text{ннт}} = \vartheta_{\text{охл}} + \theta_{\text{м}} + \theta_{\text{ннтм}}. \quad (2.1)$$

Для установившегося режима работы превышение температуры масла над температурой охлаждающей среды может быть определено выражением [3]:

$$\theta_{\text{м}} = \theta_{\text{м ном}} \left(\frac{1 + dK^2}{1 + d} \right)^x, \quad (2.2)$$

где $d = P_{\text{КЗ}} / P_{\text{ХХ}}$ – отношение потерь ХХ к потерям КЗ при номинальной нагрузке;

$K = S/S_{\text{ном}}$ – относительная нагрузка трансформатора.

Превышение температуры обмотки в наиболее нагретой точке над температурой масла в верхних слоях при относительной нагрузке K в установившемся режиме может быть определено из выражения

выражениях 2.2 и 2.3 зависят от системы охлаждения (табл. 2.1).

Система охлаждения	М и Д	Ц и ДЦ
x	0,9	1,0
y	1,6	1,8

Превышение температуры и масла в установившемся состоянии

Пример. Определить температуру обмотки трансформатора в наиболее нагретой точке для следующих исходных данных:

температура окружающей среды $\vartheta_0 = 25^\circ\text{C}$, коэффициент загрузки трансформатора $K = 0,8$. Система охлаждения Д.

Решение. Из выражения (2.2)

$$\theta_m = 55 \left(\frac{1 + 5 \times 0,8^2}{1 + 5} \right)^{0,9} = 39,9.$$

Тогда:

$$\theta_{нтм} = 23 \cdot 0,8^{1,6} = 16,1;$$

$$\vartheta_{нтт} = \vartheta_0 + \theta_m + \theta_{нтм} = 25 + 39,9 + 16,1 = 81^\circ\text{C}.$$

Превышение температуры масла и обмотки трансформатора в переходном режиме

Практически нагрузка трансформаторов не остается неизменной. Суточный график нагрузки может быть представлен ступенчатым, с нагрузками K_i и продолжительностью ступеней Δt_i . Количество ступеней выбирается в зависимости от требуемой точности расчета и особенностей фактического графика нагрузки.

При известном значении начального превышения температуры масла θ_0 (в начале первой ступени), можно определить конечные значения $\theta_1, \theta_2, \dots, \theta_n$ для каждой ступени из следующих выражений:

$$\left. \begin{aligned} \theta_1 &= \theta_0 + (\theta_{y1} - \theta_0) \left(1 - e^{-\frac{\Delta t_1}{T}} \right); \\ \theta_2 &= \theta_1 + (\theta_{y2} - \theta_1) \left(1 - e^{-\frac{\Delta t_2}{T}} \right); \\ &\dots \\ \theta_n &= \theta_{n-1} + (\theta_{yn} - \theta_{n-1}) \left(1 - e^{-\frac{\Delta t_n}{T}} \right), \end{aligned} \right\} \quad (2.3)$$

где $\theta_{y1}, \theta_{y2}, \dots, \theta_{yn}$ - превышение температуры масла над температурой охлаждающей среды в установившемся режиме при нагрузках $K_1, K_2, \dots, K_n$;

T – тепловая постоянная времени трансформатора. При отсутствии данных завода-изготовителя для трансформаторов, выпущенных после 1975г., следует принимать: $T = 3$ ч для трансформаторов с системами охлаждения Ц и ДЦ.

Тепловая постоянная времени обмотки $T_{об}$ значительно меньше приведенных выше значений постоянных времени трансформатора T . Согласно ГОСТ 14209-85 рекомендуется в расчетах по определению температуры наиболее нагретой точки обмотки при продолжительности ступени нагрузки более 0,5 ч принимать, что

превышение температуры наиболее нагретой точки обмотки над температурой масла $\theta_{нтм}$ устанавливается мгновенно.

Пример. Определить максимальную температуру наиболее нагретой точки обмотки трансформатора для графика нагрузки приведенного на рис. 2.1. Температура окружающей среды $\vartheta_{окр} = 20^\circ\text{C}$, а начальное превышение температуры масла составляет $\theta_{нач} = 15^\circ\text{C}$. Исходное превышение температуры наиболее нагретой точки трансформатора $\theta_{нт} = 3,2^\circ\text{C}$. Система охлаждения трансформатора Д.

Решение. По формуле 3.2: $\theta_{м1} = 55 \left(\frac{1 + 5 \cdot 0,4^2}{1 + 5} \right)^{0,9} = 18,6^\circ\text{C};$

$$\theta_{м2} = 27,9^\circ\text{C}; \quad \theta_{м3} = 37,9^\circ\text{C}.$$

По формуле 3.3: $\theta_{унт1} = 23 \cdot 0,4^{1,6} = 5,3^\circ\text{C}; \quad \theta_{унт2} = 10,2^\circ\text{C};$

$$\theta_{унт3} = 16,1^\circ\text{C}.$$

Тогда:

$$\theta_{м1} = 15 + (18,6 - 15) \left(1 - e^{-\frac{2}{3}} \right) = 16,75^\circ\text{C};$$

$$\theta_{м2} = 16,75 + (27,9 - 16,75) \left(1 - e^{-\frac{4}{3}} \right) = 25^\circ\text{C};$$

$$\theta_{м3} = 25 + (37,9 - 25) \left(1 - e^{-\frac{2}{3}} \right) = 25 + 7,25 = 31,25^\circ\text{C}.$$

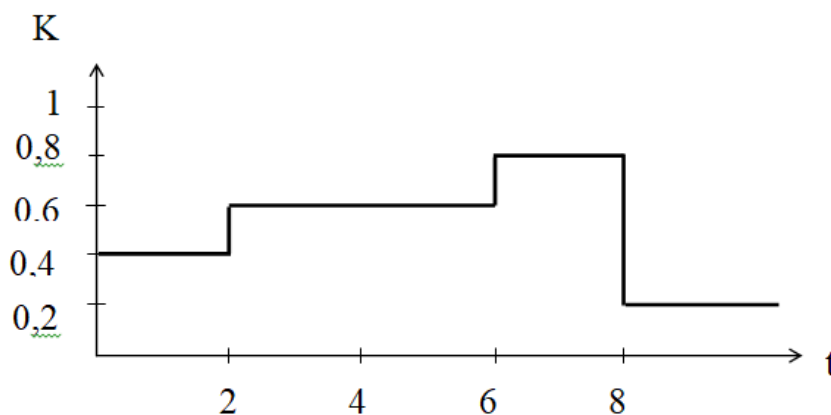


Рисунок 2.1- График нагрузки трансформатора

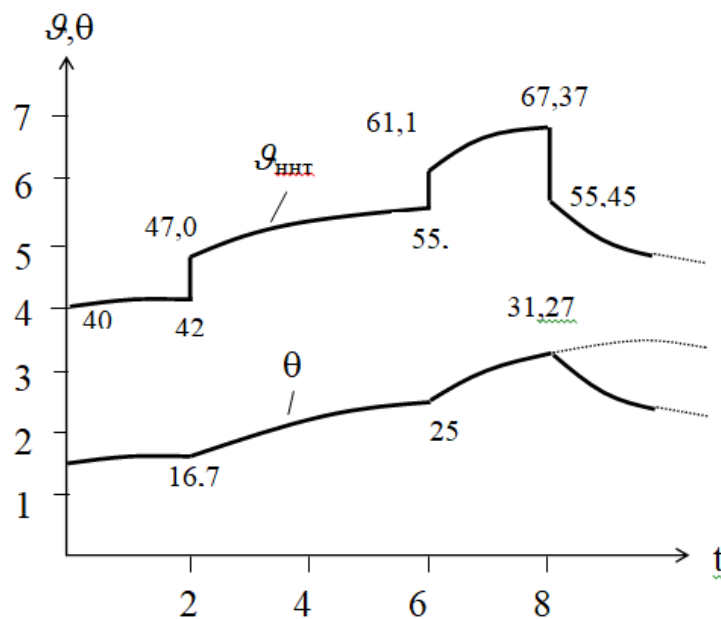


Рисунок 2.2 - Изменение температуры наиболее нагретой точки обмотки трансформатора

Максимальная температура наиболее нагретой точки в конце третьей ступени нагрузки $\theta_{ннт\ max} = 20 + 31,27 + 16,1 = 67,37^\circ\text{C}$.

Практическое занятие № 3. Тепловое старение изоляции

Цель: изучить процессы старения изоляции

Знания и умения, приобретаемые студентом в результате освоения темы:

Студент будет знать:

порядок определения износа изоляции трансформаторов с различными системами охлаждения

Студент будет уметь:

определять износ изоляции оборудования

Актуальность темы: научиться рассчитывать относительный износ изоляции трансформаторов

При повышении температуры изоляции в соответствии с законом Аррениуса ускоряются химические реакции (главным образом окислительные). Зависимость среднего срока службы изоляции класса А от температуры при изменении последней в пределах от 80 до 140°C может быть представлена следующей функцией

$$V = Ae^{-a\theta_{ннт}}, \quad (3.1)$$

где A и a – постоянные, зависящие от вида изоляции;

θ - температура в наиболее нагретой точке.

Относительный срок службы изоляции:

$$V_* = \frac{V}{V_{ном}} = e^{-a(\theta - \theta_{ном})}. \quad (3.2)$$

Величина, обратная относительно сроку службы, называется относительным износом изоляции:

$$F_* = e^{a(\vartheta - \vartheta_{ном})} = 2^{a(\vartheta - \vartheta_{ном})/0,693} = 2^{(\vartheta - \vartheta_{ном})/\Delta}; \quad (3.3)$$

где $1/0,693 = \ln e / \ln 2$; $\Delta = 0,693 / a$.

При оценке процессов старения изоляции применяют шестиградусное правило. Это означает, что при изменении температуры на каждые 6°C относительный износ и соответственно срок службы изоляции изменяются в два раза.

Постоянная Δ применяется равной 6°C .

$$\Delta = 0,693 / a = 0,693 / 0,1155 = 6^\circ\text{C}.$$

При температуре изоляции $\vartheta_{ном} = 98^\circ\text{C}$ относительный износ изоляции равен единице.

Износ изоляции при температуре ϑ за время t может быть определен:

$$F = F_* t. \quad (3.4)$$

Суточный износ изоляции при известном графике изменения температуры можно определить, как сумму износов на участках, в пределах которых температуру можно считать неизменной:

$$F_{сум} = \sum_{i=1}^n F_* t_i. \quad (3.5)$$

Износом изоляции на участках, где температура обмотки меньше 80°C можно пренебрегать.

Пример. Определить изменение температуры наиболее нагретой точки обмотки трансформатора и суточный износ изоляции, для приведенного на рисунке 3.1. двухступенчатого графика нагрузки. Система охлаждения трансформатора ДЦ. Температура окружающей среды $\vartheta = 30^\circ\text{C}$. Постоянная времени $T = 2$ ч.

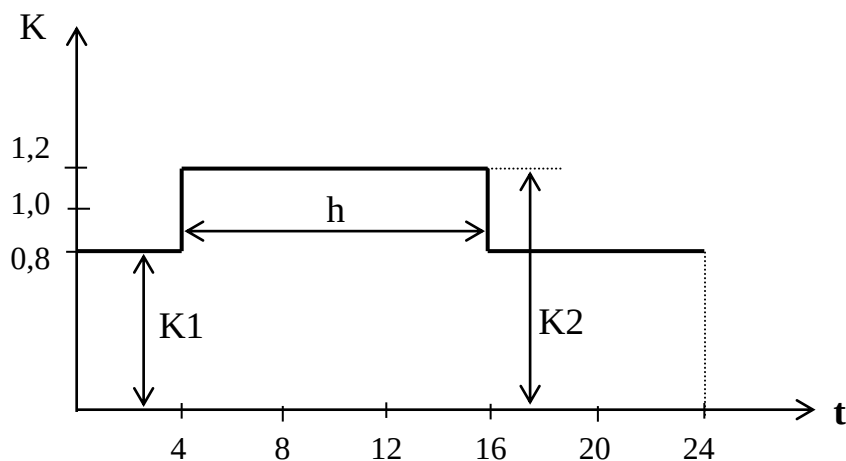


Рисунок 3.1

Решение:

По формуле 3.2: $\theta_{my1} = 40 \left(\frac{1 + 5 \cdot 0,8^2}{1 + 5} \right) = 28^\circ\text{C};$

$$\theta_{my2} = 40 \left(\frac{1 + 5 \cdot 1,2^2}{1 + 5} \right) = 54,7^\circ\text{C};$$

Установившийся температурный перепад наиболее нагретой точки обмотки определяется по выражению 2.3:

$$\theta_{унт1} = 38 \times 0,8^{1,8} = 25,4^{\circ}\text{C}; \theta_{унт2} = 52,8^{\circ}\text{C}.$$

Полагая, что в начале ступени нагрузки $K_2 = 1,2$ превышение температуры масла составляло $\theta_{м1} = 28^{\circ}\text{C}$, определим изменения температуры обмотки в течение последующих часовых интервалов времени. Превышение температуры масла для первого часового интервала после увеличения нагрузки определяется:

$$\theta_{м1}^1 = 28 + (54,7 - 28)(1 - e^{-\frac{1}{2}}) = 38,5^{\circ}\text{C}.$$

Последующие значения приведены в таблице 1.2. В начале тринадцатого часового интервала произошел спад нагрузки $K=0,8$ и, соответственно происходит уменьшение превышения температуры масла:

$$\theta_{м2}^{13} = 54,7 + (33,6 - 54,7)(1 - e^{-\frac{1}{2}}) = 46,5^{\circ}\text{C}.$$

Аналогично определяются значения, для последующих периодов времени (таблица 3.1).

Таблица 3.1

Расчет относительного износа изоляции трансформатора

Время \ Параметр	1	2	3	4	5	6	12	13	14	15	16	17	18	19	24
$\theta_m, ^{\circ}\text{C}$	38,5	44,9	48,7	51,1	52,5	53,4	54,6	44,1	37,8	33,9	31,6	30,2	29,3	28,8	28,1
$\theta_{унт}, ^{\circ}\text{C}$	52,8	52,8	52,8	52,8	52,8	52,8	52,8	25,4	25,4	25,4	25,4	25,4	25,4	25,4	25,4
$\theta_{унт\text{ ср}}, ^{\circ}\text{C}$	116,1	124,5	129,6	132,7	134,6	135,8	136,8	104,8	96,4	91,3	88,2	86,3	85,2	84,5	83,8
$F_{*, о.е.}$	8,1	21,4	38,5	55,1	68,6	78,8	88,4	2,2	0,83	0,46	0,32	0,26	0,23	0,21	0,2

Изменение температуры наиболее нагретой точки обмотки определяется :
 $\theta_{унт1}^0 = 30 + 33,6 + 52,8 = 116,4^{\circ}\text{C}; \theta_{унт1}^1 = 124,6^{\circ}\text{C}$ и т.д. (табл. 1.2).

Относительный износ изоляции за рассматриваемый интервал времени по выражению 3.3:

$$F_{*1} = 2^{(120,5-98)/6} = 13,45.$$

В соответствии с результатами расчетов приведенными в табл. 3.1 эквивалентный износ изоляции за расчетные сутки составил:

$$F_{\Sigma} = 858 \text{ ч} = 35,8 \text{ сут.}$$

Практическое занятие 4.

Тема: Аварийные и систематические перегрузки трансформаторов

Цель: изучить аварийные и систематические перегрузки трансформаторов

Знания и умения, приобретаемые студентом в результате освоения темы:

Студент будет знать:

порядок определения износа изоляции трансформаторов при аварийных и систематических перегрузках

Студент будет уметь:

определять допустимую продолжительность систематических перегрузок трансформаторов

Актуальность темы: научиться определять допустимые аварийные и систематические перегрузки трансформаторов

Аварийные и систематические перегрузки трансформаторов

Критерием допустимости систематической перегрузки является износ изоляции, который при фактическом графике нагрузки за расчетный период не должен превышать износ при постоянной номинальной нагрузке и температуре наиболее нагретой точки обмотки 98°C . Для систематических перегрузок, согласно ГОСТ 14209-85, максимально допустимая температура масла в верхних слоях $\vartheta_{м.мах}$ не должна превышать 95°C , а температура наиболее нагретой точки – 140°C .

Расчеты допустимых нагрузок связаны с определением износа изоляции. Для точных расчетов требуется большой объем вычислительной работы. Поэтому получили применение расчеты по таблицам, составленным для двухступенчатых графиков суточной нагрузки с параметрами K_1 , K_2 , h (рисунок 3.1). В таблицах П2.1 – П2.7 приведены параметры допустимых систематических перегрузок при работе по двухступенчатому графику при температуре охлаждающей среды от -20 до $+40^{\circ}\text{C}$.

Таблицы допустимых нагрузок рассчитаны для следующих значений параметров номинального режима трансформаторов:

а) для трансформаторов с системами охлаждения М и Д $\theta_{м ном} = 60^{\circ}\text{C}$, $T = 3$ ч, $x = 0,9$ и $y = 1,6$; допускается использование таблиц и для трансформаторов, у которых $\theta_{м ном} = 55^{\circ}\text{C}$;

б) для трансформаторов с системами охлаждения Ц и ДЦ $\theta_{м ном} = 40^{\circ}\text{C}$; $T = 2$ ч, $x = 1,0$ и $y = 1,8$; $d = P_{КЗ} / P_{ХХ} = 5$.

В таблицах обозначение (+) указывает на то, что расчетные значения $K_2 > 2,0$, что недопустимо. Подчеркнутые значения указывают на то, что $1,5 < K_2 \leq 2,0$. Такие режимы допустимы, но требуют согласования с заводом изготовителем.

Преобразование заданного графика нагрузки в эквивалентный двухступенчатый график (рисунок 3.2) следует выполнять в следующей последовательности.

1. На исходном графике провести линию номинальной нагрузки $S_{ном}$ или номинального тока $I_{ном}$.

2. Пересечением линии номинальной нагрузки с исходным графиком на продолжительности T графика выделить участок наибольшей перегрузки продолжительностью h' .

3. Оставшуюся часть исходного графика нагрузки разбить на m интервалов Δt_i , исходя из возможности провести линию средней нагрузки в каждом интервале, а затем определить значения $s_1, s_2, \dots, s_m$.

4. Начальную нагрузку K_1 эквивалентного графика следует рассчитывать по формуле

$$K_1 = \frac{1}{S_{ном}} \sqrt{\frac{s_1^2 \Delta t_1 + s_2^2 \Delta t_2 + \dots + s_m^2 \Delta t_m}{\Delta t_1 + \Delta t_2 + \dots + \Delta t_m}}. \quad (3.6)$$

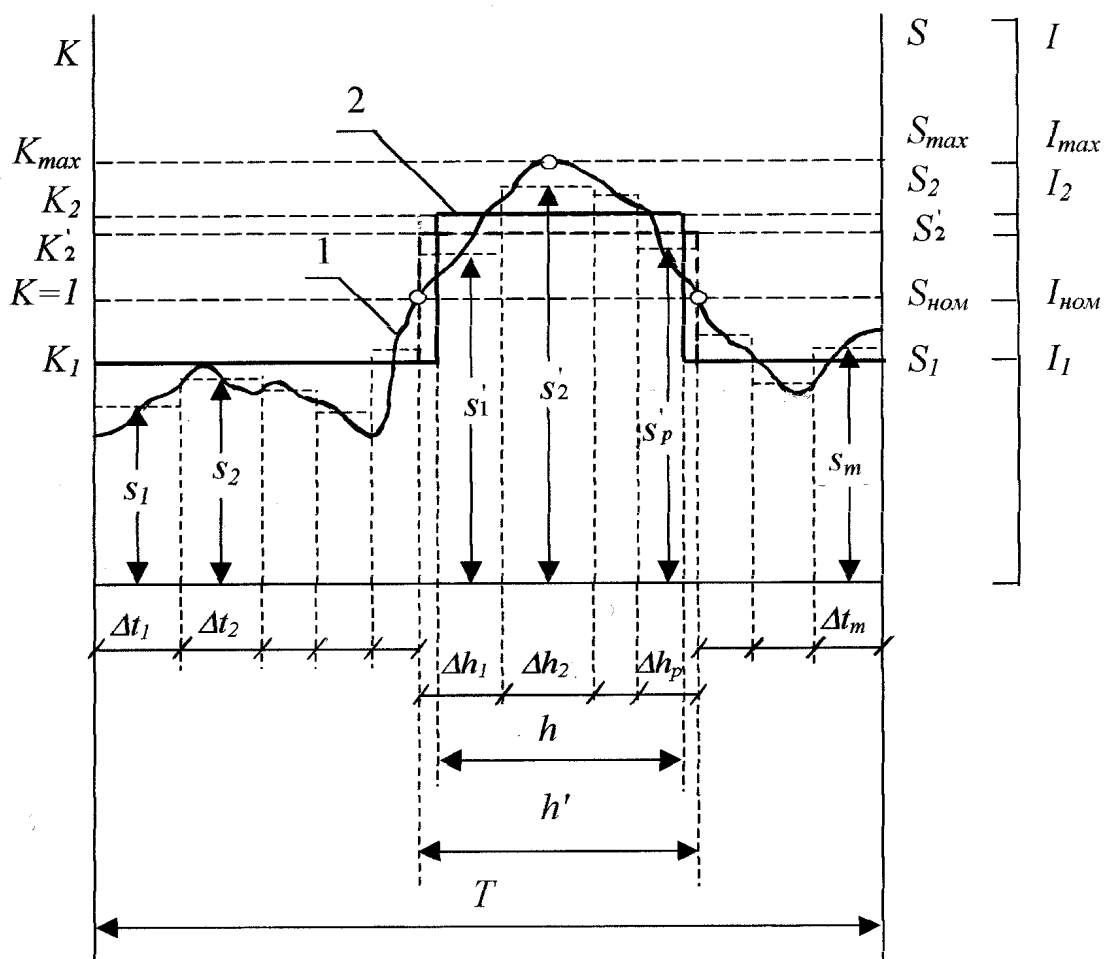
5. Участок перегрузки h' на исходном графике разбить на p интервалов Δh_i , исходя из возможности провести линию средней нагрузки в каждом интервале, а затем определить значения $s'_1, s'_2, \dots, s'_p$.

6. K'_2 эквивалентного графика предварительно рассчитывать по формуле

$$K'_2 = \frac{1}{S_{ном}} \sqrt{\frac{(s'_1)^2 \Delta h_1 + (s'_2)^2 \Delta h_2 + \dots + (s'_p)^2 \Delta h_p}{\Delta h_1 + \Delta h_2 + \dots + \Delta h_p}}. \quad (3.7)$$

Затем следует сравнить полученное значение K'_2 с K_{max} исходного графика нагрузки; если $K'_2 \geq 0,9 K_{max}$, то следует принимать $K_2 = K'_2$; если $K'_2 < 0,9 K_{max}$, то следует принимать $K_2 = 0,9 K_{max}$, а продолжительность перегрузки h в этом случае следует скорректировать по формуле

$$h = \frac{(K'_2)^2 \cdot h'}{(0,9 K_{max})^2}. \quad (3.8)$$



1 – заданный график нагрузки; 2 – двухступенчатый прямоугольный график нагрузки

Рисунок 3.2 - Преобразование заданного графика нагрузки трансформатора в эквивалентный двухступенчатый прямоугольный график

Пример Определить допустимую продолжительность систематической перегрузки трансформатора с охлаждения ДЦ при $K_1 = 0,8$ и $K_2 = 1,2$ и температуре воздуха $\vartheta_{охл} = 30^\circ\text{C}$.

Решение: по табл. П2.6 продолжительность $h = 1,5$ ч.

В режиме аварийной перегрузки износ изоляции превышает номинальный. Максимальная нагрузка не должна превышать $2,0S_{ном}$, температура масла в верхних слоях не должна превышать 115°C , температура в наиболее нагретой точке обмотки трансформаторов с номинальным напряжением до 110 кВ включительно не должна превышать 160°C , а трансформаторов с номинальным напряжением выше 110 кВ – 140°C . Такой режим допускается в исключительных условиях; чтобы не допустить перерыв электроснабжения. В соответствии с ГОСТ 14209-85 по таблицам П2.8 – П2.14 определяются допустимые аварийные перегрузки трансформаторов при работе по двухступенчатому графику при температуре охлаждающей среды от -20 до $+40^\circ\text{C}$. Соответствующий износ изоляции может быть определен по табл. П2.15 – П2.31, в которых приведены значения относительного износа изоляции F_* .

Пример. Определить допустимую продолжительность h систематической нагрузки трансформатора с системой охлаждения М (или Д) при $K_1 = 0,5$ и $K_2 = 1,2$ и температуре воздуха $+20^\circ\text{C}$, а также допустимую продолжительность аварийной перегрузки при $K_1 = 0,5$ и $K_2 = 1,7$ и температуре воздуха 0°C . Определить износ изоляции при аварийной перегрузке.

Решение.

По табл. П2.5 определяем значение h при $K_1 = 0,5$ и $K_2 = 1,2$. Допустимая продолжительность составляет $h = 6$ ч при $K_2 = 1,23$.

По табл. П2.10 находим продолжительность аварийной перегрузки $h = 4$ ч.

Износ изоляции при аварийной перегрузке может быть определен по табл. П2.15 и П2.19. По табл. П2.19 для $K_1 = 0,5$ и $K_2 = 1,7$ определяем значение $F_* = 151$.

По табл. П2.15 определяем коэффициент $f = 0,1$. Износ изоляции при аварийной перегрузке составит $F_* = 151 \cdot 0,1 = 15,1$ суток.

Практическое занятие № 5

Расчет показателей надежности распределительного устройства на основе упрощенной модели отказов выключателей

Цель: научиться рассчитывать показатели надежности схемы РУ для наиболее тяжелых видов аварий

Знания и умения, приобретаемые студентом в результате освоения темы:

Студент будет знать:

метод расчета надежности РУ, основанный на идее табличного метода В. Д. Таривердиева

Студент будет уметь:

рассчитывать показатели надежности схемы РУ для наиболее тяжелых видов аварий

Формируемые компетенции: ПК-1

Актуальность темы: изучить аналитические методы расчетов схемной надежности энергосистем

ТЕОРЕТИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ

Расчет схемной надежности энергосистем или их отдельных частей сводится к определению частот возникновения и продолжительностей или вероятностей (коэффициентов) их различных состояний, в которых не обеспечивается полное удовлетворение спроса на электроэнергию. При этом может использоваться ряд формул, позволяющие найти вероятности различных состояний групп идентичных элементов, например генерирующих агрегатов электростанций, а также частоты и средние продолжительности одновременного простоя двух элементов при совпадении их отказов или при наложении отказа одного элемента на плановый ремонт второго. Эти формулы принципиально позволяют рассчитывать надежность в большинстве практических задач. Методы, основанные на этих формулах, относятся к аналитическим и рассматривающим функционирование объектов как совокупность различных состояний.

Заметим, что вообще методы расчета надежности энергосистем можно разделить на аналитические и использующие статистическое моделирование.

Каждая из этих групп методов может быть разделена в зависимости от того, рассматривается процесс функционирования объекта или лишь его отдельные состояния. Полученные таким образом четыре группы методов охватывают все многочисленные методы, разработанные для решения частных задач. Однако наиболее широко используются аналитические методы на уровне случайных состояний

Излагаемые методы предназначены для расчета надежности РУ таких электрических сетей, в которых можно не считаться с опасностью нарушения устойчивости параллельной работы станций или нагрузок. Это в основном питающие и распределительные сети.

В упрощенной модели выключателя различаются два вида отказов — внезапный, когда отключаются все выключатели, смежные с отказавшим, и обнаруживаемые персоналом при обходах или осмотрах и требующие лишь вывода данного выключателя во внеплановый ремонт. При этом под выключателем понимается все оборудование, находящееся в его ячейке РУ, — сам выключатель, разъединители, участок сборных шин, измерительные трансформаторы, разрядники. В распределительных устройствах радиального типа, в которых каждая цепь защищена одним выключателем, внезапные отказы приводят к отключению всех цепей, присоединенных к той же системе (секции) сборных шин, что и отказавший выключатель.

В РУ с одиночной секционированной системой сборных шин или двойной системой сборных шин и с фиксированным присоединением цепей при этом отключается половина всех цепей, коммутируемых в РУ.

В РУ кольцевого типа, в которых каждая цепь защищена двумя выключателями, отказы этого вида особенно опасны в ремонтных режимах работы, когда схема РУ ослаблена выводом отдельных выключателей в плановый ремонт. Здесь возможно одновременное отключение двух-трех цепей.

Последствия отказов второго вида менее опасны, так как распространяются лишь на защищаемую данным выключателем цепь, приводя к вынужденному простоя ее в схемах радиального типа без обходного выключателя или к ослаблению схемы РУ при выводе отказавшего выключателя во внеплановый ремонт.

Расчет надежности схем РУ заключается в определении математических ожиданий чисел отключений элементов (линий, трансформаторов, генераторов) и делений РУ на электрически не связанные части, а также длительностей вынужденного простоя отключившихся элементов или работы с делением РУ вследствие отказов выключателей РУ в нормальном и ремонтном режимах работы РУ. Далее излагается формализованный метод расчета указанных характеристик надежности РУ, основанный на идее табличного метода В. Д. Таривердиева [1].

Исходными данными для расчета являются схема РУ (рис. 4.1) и показатели надежности выключателей — частота внезапных отказов выключателей РУ $\omega'_{в,и}$, 1/год, время восстановления выключателей $T_{в}$, ч, периодичность и длительность плановых μ , 1/год, и $T_{п}$, ч, а также время, необходимое для выявления отказавшего выключателя, ч, и время для отключения (включения) разъединителя $T_{о}$, ч. В схеме РУ все элементы и сборные шины обозначены порядковыми номерами, а выключатели — парами номеров, соответствующих объединяемым ими элементам и сборным шинам.

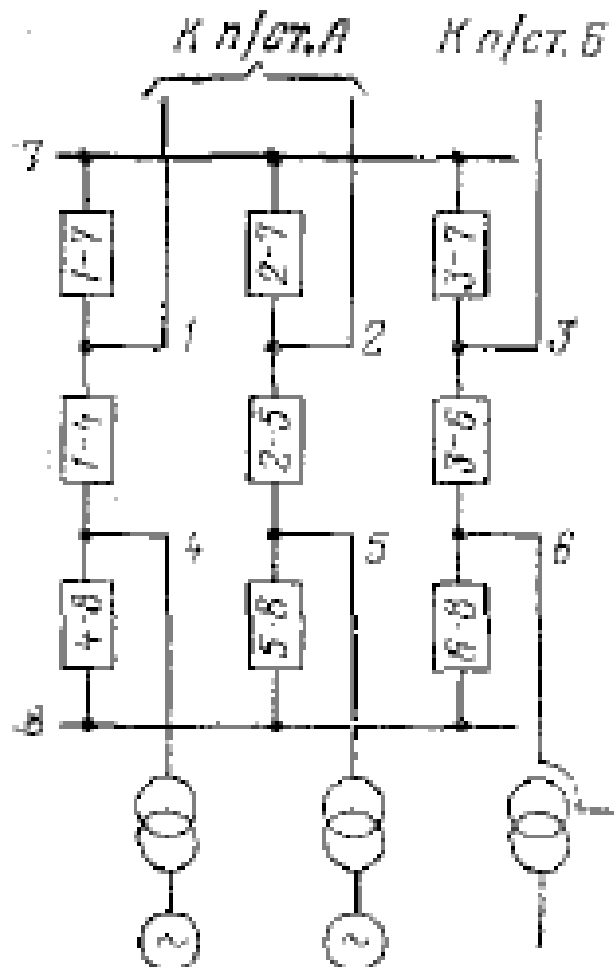


Рис. 4.1. Схема распределительного устройства

Расчет ведется по форме табл. 4.1, где в первых двух левых столбцах указаны выключатели, последствия отказов которых рассматриваются, и соответствующие частоты отказов, а в шапке ремонтируемые выключатели и соответствующие коэффициенты режимов работы РУ K_j , вычисляемые по формуле:

$$K_{п} = \frac{\mu K_{п}}{8760}$$

где μ — частота плановых ремонтов, 1/год;

$T_{п}$ — средняя продолжительность планового ремонта, ч.

Нормальному режиму работы РУ приписан индекс 0; коэффициент нормального режима равен:

$$K_0 = 1 - nK_j \quad (4.2)$$

где n – количество выключателей в РУ.

Для каждого режима (нормального и ремонтных) производится оценка последствий отказов поочередно каждого выключателя, а именно выявляются отличающиеся элементы (генераторы, трансформаторы, линии) и деления РУ на электрически не связанные части, а также вычисляется частота таких отказов, 1/год,

$$\omega_{i,j} = \omega_i K_j \quad (4.3)$$

и длительность вынужденного простоя отключенных элементов или работы с делением РУ, ч.

Результаты анализа последствий отказов – «аварийной ситуации» – и расчета записываются в три строки клеток на пересечении соответствующих строк и столбцов. Аварийная ситуация записывается в виде группировки элементов, получающейся после отказов выключателей. В записи группировки знаком / выделены отключившиеся элементы или выделившиеся группы элементов. Основная часть элементов, оставшихся объединёнными, в записи опущена.

Последствия отказов	Частота отказов, 1/год	Коэффициент вынужденного простоя $K_B \cdot 10^{-6}$, отн. ед.
Отключение двух генераторов	0,0008	0,046
Разрыв связи с подстанцией А	0,0014	0,080
Отключение линий 1 и 2 или 2 и 3	0,0028	0,160
Отключение автотрансформатора	0,0808	27,9

Суммируя математические ожидания отказов, имеющих одинаковые последствия, можно сделать по форме табл. 4.2 выборку, характеризующую надежность рассматриваемого РУ. Объем выборки может быть различным в зависимости от цели исследования надежности РУ, например оценка числа отключений генераторов, разрывов связей с приемными системами или источниками питания, чисел и значений набросов мощности и а электропередачи и т. п.

Таблица 4.1

Отказав- ший вы- ключатель	Ча- стота отка- зов, 1/год	Группировка элементов, частота отказов и длительность восстановления при ремонте выключателя и коэффициентов режима K_j , отн.ед.									
		Нормаль- ный ре- жим, 0,847	1-7, 0,017	2-7, 0,017	3-7, 0,017	4-1, 0,017	5-2, 0,017	6-3, 0,017	8-4, 0,017	8-5, 0,017	8-6, 0,017
1-7	0,039	1/ 0,0330 0,5	–	1/ 0,0007 0,5	1/ 0,0007 0,5	1/ 0,0007 188	1/2/ 0,0007 0,5	1/3/ 0,0007 0,5	1/4/ 0,0007 0,5	1/2,5/ 0,0007 0,5	1/3,6/ 0,0007 0,5
2-7	0,039	2/ 0,0330 0,5	2/ 0,0007 0,5	–	2/ 0,0007 0,5	1/2/ 0,0007 0,5	2/ 0,0007 188	2/3/ 0,0007 0,5	2/1,4/ 0,0007 0,5	2/5/ 0,0007 0,5	2/3,6/ 0,0007 0,5
3-7	0,039	3/ 0,0330 0,5	3/ 0,0007 0,5	3/ 0,0007 0,5	–	1/3/ 0,0007 0,5	2/3/ 0,0007 0,5	3/ 0,0007 188	3/1,4/ 0,0007 0,5	3/2,5/ 0,0007 0,5	3/6/ 0,0007 0,5
4-1	0,039	1/4/ 0,0330 0,5	1/4/ 0,0007 0,5; 188	1/4/ 0,0007 0,5	1/4/ 0,0007 0,5	–	1/4/ 0,0007 0,5	1/4/ 0,0007 0,5	1/4/ 0,0007 0,5; 188	1/4/ 0,0007 0,5	1/4/ 0,0007 0,5
5-2	0,039	2/5/ 0,0330 0,5	2/5/ 0,0007 0,5	2/5/ 0,0007 0,5; 188	2/5/ 0,0007 0,5	2/5/ 0,0007 0,5	–	2/5/ 0,0007 0,5	2/5/ 0,0007 0,5	2/5/ 0,0007 0,5; 188	2/5/ 0,0007 0,5
6-3	0,039	3/6 0,0330 0,5	3/6/ 0,0007 0,5	3/6/ 0,0007 0,5	3/6/ 0,0007 0,5; 188	3/6/ 0,0007 0,5	3/6/ 0,0007 0,5	–	3/6/ 0,0007 0,5	3/6/ 0,0007 0,5	3/6/ 0,0007 0,5; 188
8-4	0,024	4/ 0,0203 0,5	1/4/ 0,0004 0,5	4/2,5/ 0,0004 0,5	4/3,6/ 0,0004 0,5	4/ 0,0004 188	4/5/ 0,0004 0,5	4/6/ 0,0004 0,5	–	4/ 0,0004 0,5	4/ 0,0004 0,5
8-5	0,024	5/ 0,0203 0,5	5/1,4/ 0,0004 0,5	2/5/ 0,0004 0,5	5/3,6/ 0,0004 0,5	4/5/ 0,0004 0,5	5/ 0,0004 188	5/6/ 0,0004 0,5	5/ 0,0004 0,5	–	5/ 0,0004 0,5
8-6	0,024	6/ 0,0203 0,5	6/1,4/ 0,0004 0,5	6/2,5/ 0,0004 0,5	3/6/ 0,0004 0,5	4/6/ 0,0004 0,5	5/6/ 0,0004 0,5	6/ 0,0004 188	6/ 0,0004 188	6/ 0,0004 0,5	–

Время вынужденного простоя элементов, которые отключаются при отказах выключателей или линий, определяется либо временем, необходимым для отделения отказавшего выключателя или линии:

$$T_{\text{пер}} = T_0 + T_p n_p, \quad (4.4)$$

где T_0 – постоянная составляющая, равная времени, необходимому для того, чтобы обслуживающий персонал мог прийти в РУ и установить характер повреждения (для станций и подстанций с обслуживанием $T_0 = 0,1 \div 0,3$ ч);

$T_p = 0,1$ ч – время для отключения (включения) разъединителя;

n_p – число разъединителей, которые должны быть отключены (включены) для отделения поврежденного выключателя и ввода отключившихся элементов в работу.

Либо длительностью одновременного простоя отказавшего и планово-ремонтируемого выключателей.

$$T_{\text{В2.П1}} = T_{\text{В2}} \frac{T_{\text{П1}} - T_{\text{В2}}}{T_{\text{П1}}} + \frac{T_{\text{В2}} T_{\text{В2}}}{2 T_{\text{П1}}} = T_{\text{В2}} - \frac{T_{\text{В2}}^2}{2 T_{\text{П1}}}$$

При расчетах времени, необходимого для отделения отказавших выключателя или линии, принято $T_0 = 0,3$ ч. Отказавший выключатель отделяется двумя разъединителями, линия — одним.

В клетках табл. 4.1, где указаны две длительности вынужденного простоя, первая соответствует длительности одновременного простоя обоих отключившихся элементов, вторая — длительности вынужденного простоя одного из них, а именно присоединенного между отказавшим и ремонтируемым выключателями. В табл. 4.2 выделены лишь отказы с отключениями двух генераторов, с разрывом связи с подстанцией А, с одновременными отключением линии 3 и одной из линий 1 или 2, а также с отключением автотрансформатора.

Следует оговорить некоторые допущения, принятые в предлагаемом методе:

1. Отказы выключателей частично являются следствием КЗ на линиях электропередачи. Отдельный учет отказов линий и отказов выключателей приводит к некотором завышению числа простоев линий, однако несущественному, так как параметр потока отказов выключателей на порядок меньше параметра потока отказов линий.

2. Плановый ремонт сборных шин не учитывается в рассмотренном примере, так как коэффициент соответствующего режима весьма мал ($< 0,001$).

3. Обычно плановый ремонт выключателей присоединений генераторов (блоков) производится одновременно с ремонтом турбоагрегатов. Поэтому в таких ремонтных режимах отключении генераторов, присоединенных к ремонтируемому выключателю, можно не учитывать при анализе надежности схем РУ.

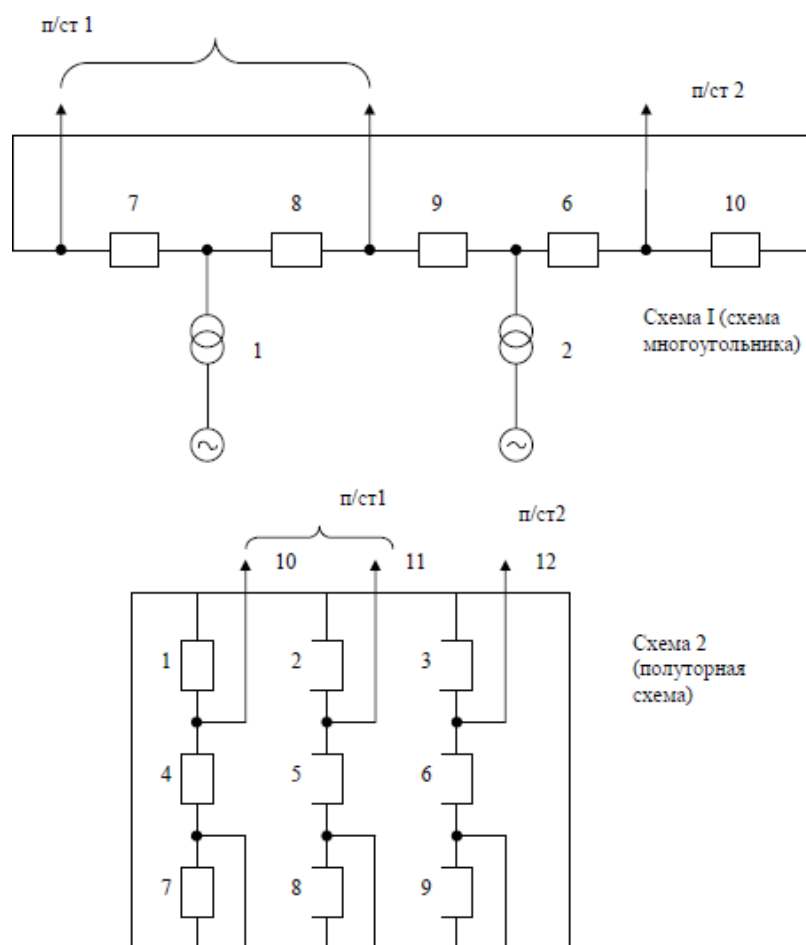
Задание для самостоятельного решения

Составить таблицу расчетных связей событий, режимов и аварий для заданной схемы РУ без учета отказов устройств РЗА; рассчитать показатели

надежности схемы РУ для наиболее тяжелых видов аварий.

Исходные данные

1. Схема главных электрических соединений РУ.



2. Показатели надежности элементов схем (для двух схем).

а) основные показатели надежности выключателя

Варианты	ω_1 , 1/год	ω_2 , 1/год	T_B , ч	μ , 1/год	T_n , ч
1	0,04	0,01	250	0,3	500
2	0,03	0,01	200	0,3	350
3	0,025	0,01	150	0,3	250
4	0,02	0,012	100	0,3	180

б) основные показатели надежности генераторов и ЛЭП

Элемент	Показатели надежности			
	ω_1 , 1/Г од	T_B , ч	μ , 1/Г од	T_n , ч
Блок	0,25	600	1	500
ЛЭП	0,5	18	8	80

в) $t_p = 3$ года (расчетный период существования данной схемы РУ)

Таблица 4.3

Вариант	Номер варианта по выключателям	Длина ЛЭП в (км)	Схема (номер)
1	1	120	1
2	2	120	1
3	3	120	1
4	4	120	1
5	1	290	1
6	2	290	1
7	3	290	1
8	4	290	1
9	1	180	2
10	2	180	2
11	3	180	2
12	4	180	2
13	1	410	2
14	2	410	2
15	3	410	2
16	4	410	2
17	1	320	1

3. Расчетные виды аварий для схем РУ:

Для схемы 1

A=1 - потеря блока.

A=2 - потеря одной ЛЭП (п/ст 1). A=3 - потеря ЛЭП на п/ст 2.

A=4 - потеря блока и линии на п/ст 2.

A=5 - потеря блока и линии на п/ст 1.

A=6 - потеря одной ЛЭП п/ст 1 и ЛЭП п/ст 2.

A=7 - потеря одной ЛЭП п/ст 1 и ЛЭП п/ст 2 и блока.

A=8 - потеря одного блока (при ремонте второго).

A=9 - потеря транзита на п/ст 1. A=10 - погашение всей схемы.

Для схемы 2.

A=1 - потеря ЛЭП на п/ст (Л1, Л2).

A=2 - потеря ЛЭП на п/ст 2 (Л3).

A=3 - потеря транзита с п/ст 1 (Л1+Л2).

A=4 - потеря одной ЛЭП п/ст 1 и источника (Л1+Г или Л2+Г).

A=6 - потеря ЛЭП п/ст 2 и источника (Л3+Г).

A=7 - потеря одного источника (Г1, Г2, Г3).

A=8 - потеря двух источников.

Указания к выполнению

Основной информацией для расчета надежности схемы РУ является матрица расчетных связей событий (i), аварий (A_i) и режимов (j).

Вид этой матрицы следующий:

i	j				
	0	1	2	...	m
1	A_l	-	A_l	...	A_l
2	A_l	A_l	-	...	A_l
...	...	...	...	...	...
n	A_l	A_l	A_l	...	-

Под событием i понимается отказ элемента РУ. Под режимом j понимается состояние элемента РУ, то есть находится он в ремонте или в нормальном режиме.

Под аварией понимается последствие наложения отказа i -го элемента РУ на ремонт (нормальный режим) i -го элемента РУ.

Коэффициент ремонтного режима определяется как

$$K_j = \frac{\omega_i T_{Bi} + \mu_i T_{ni}}{8760} \quad (1.6)$$

а коэффициент нормального режима:

$$K_0 = 1 - \sum_{j=1}^m K_j \quad (1.7)$$

После заполнения матрицы расчетных связей определяется математическое ожидание числа аварий вида A_l без учета отказа устройств релейной защиты и автоматики:

$$M(N_{Al}) = t_p \cdot \sum_{j=0}^m \sum_{i=1}^n K_j \cdot \omega_{ij} \cdot X_{ij}^{Al},$$

где $X_{ij}^{Al} = 1$, если в матрице на пересечение i -й строки и j -го столбца находится номер расчетной аварии A_i ;

X_{ij}^{Al} - в остальных случаях.

Затем определяется среднее время восстановления схемы РУ после аварии вида A_l (без учета отказов устройств РЗА)

$$T_B^{Al} = \frac{t_p}{M(N_{Al})} \cdot (M(N_{Al}) T_{Bij}),$$

где T_{Bij} - время восстановления нормальной работы РУ при повреждении i -го элемента и ремонте j -го элемента

Затем определяется среднее время восстановления схемы РУ после аварии вида A_l (без учета отказов устройств РЗА)

$$T_B^{A1} = \frac{t_p}{M(N_{A1})} \cdot (M(N_{A1}) T_{Bij}),$$

где T_{Bij} - время восстановления нормальной работы РУ при повреждении i -го элемента и ремонте j -го элемента.

Практическое занятие № 6

Определение математического ожидания недоотпуска электроэнергии в концентрированной системе методом «перебора коэффициентов»

Цель: научиться определять математическое ожидание недоотпуска электроэнергии в системе методом "перебора коэффициентов",

подсчитать математическое ожидание ущерба от недоотпуска.

Знания и умения, приобретаемые студентом в результате освоения темы:

Студент будет знать:

метод "перебора коэффициентов" для определения математического ожидания недоотпуска электроэнергии

Студент будет уметь:

рассчитывать математическое ожидание ущерба от недоотпуска электроэнергии потребителям вследствие дефицита мощности в концентрированной системе

Актуальность темы: уметь подсчитывать математическое ожидание ущерба от недоотпуска электроэнергии в энергосистеме.

ТЕОРЕТИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ

Исходными данными для расчета математического ожидания ущерба от недоотпуска электроэнергии потребителям вследствие дефицита мощности в концентрированной системе, т.е. в системе, связи между отдельными узлами которой не накладывают ограничений на потоки мощности в нормальных и аварийных режимах работы, являются:

- количество групп идентичных агрегатов l и число агрегатов в каждой из групп n ;
- коэффициент вынужденного простоя $K_{\text{в}}$ и длительность планового простоя $t_{\text{п}}$, мес, агрегатов каждой из групп; суточные графики нагрузки $P_H(t)$ для рабочих дней отдельных k периодов года и длительности этих периодов $t_{\text{мес}}$, и d , дни;
- среднеквадратичное отклонение нагрузки от графиков σ , определяющее нерегулярные изменения нагрузку подчиняющиеся нормальному закону распределения.

Расчет математического ожидания ущерба, так же как в простейшем случае, заключается в определении рядов распределения коэффициентов располагаемой мощности генераторов и мощности нагрузки, по которым рассчитывается ряд распределения коэффициентов дефицита мощности, позволяющий найти математическое ожидание недоотпуска электроэнергии, а при заданном удельном ущербе и математическое ожидание ущерба.

Отличие заключается в том, что при расчете ряда распределения коэффициентов располагаемой мощности генераторов учитывается различие номинальных мощностей к коэффициентов вынужденного простоя по группам агрегатов, а при расчете ряда распределения коэффициентов мощностей нагрузки - различие суточных графиков отдельных периодов года, нерегулярные отклонения нагрузки от графиков и плановые ремонты агрегатов.

Для расчета ряда распределения коэффициентов располагаемой мощности генераторов предварительно рассчитываются ряды распределения для каждой из групп агрегатов.

Ряд распределения для i -й группы агрегатов можно записать в виде многочлена:

$$K_{\Gamma}^{n_i P_{H,i}} + K_{\Gamma}^{(n_i-1)} + K_{\Gamma}^{(n_i-2) P_{H,i}} + \dots, \quad (5.1)$$

где n_i — число агрегатов i -и группы;

$P_{H,i}$ — номинальная мощность агрегата.

Ряд распределений коэффициентов для всех агрегатов системы равен про-

изведению многочленов отдельный групп:

$$\prod_{i=1}^l \left(K_{\Gamma}^{n_i P_{H,i}} + K_{\Gamma}^{(n_i-1) P_{H,i}} + K_{\Gamma}^{(n_i-2) P_{H,i}} + \dots \right)$$

При перемножении коэффициентов мощности, указанные в верхнем индексе, суммируются.

Для сокращения объема расчетов можно предварительно перестроить ряды каждой из групп, округлив значения располагаемых мощностей до кратных расчетной ступени мощности и просуммировав коэффициенты с одинаковым мощностями. Кроме того, в рядах распределения каждой из групп, а также при их перемножении можно пренебрегать коэффициентами, меньшими $1 \cdot 10^{-5}$, т. е. не учитывать коэффициенты состояний агрегатов, имеющих продолжительность, меньшую примерно 0,1 ч.

Полученный ряд распределения коэффициентов располагаемых мощностей генераторов системы рассчитан исходя из полного числа агрегатов системы, т. с. не учитывает того, что часть из них может находиться в плановом простое, причем количество последних изменяется в течение года.

Расчет рядов распределения по действительным числам агрегатов, находящихся в работе, приводит к увеличению объема расчетов на порядок. Поэтому целесообразен приближенный учет влияния плановых ремонтов агрегатов на ряд распределения. Исследования показали, что приближенно учесть плановые ремонты можно, рассчитывая ряды распределения для отдельных групп, исходя из полного числа агрегатов группы, но при уменьшенном коэффициенте вынужденного простоя в $\left(1 - \frac{t_{H,i}}{12}\right)$ раз.

При этом снижение располагаемой мощности агрегатов при выводе части их в плановый ремонт можно учесть соответственным увеличением мощности нагрузки.

Для определения мощностей агрегатов, находящихся в плановом ремонте в каждый из периодов года, вычисляется суммарный объем плановых ремонтов за год, равный:

$$\sum_{i=1}^l P_{H,i} n_i t_{\Pi,i} \quad (5.3)$$

Распределение его по периодам года приближенно можно произвести по условию равенства сумм максимумов нагрузки и мощности агрегатов, выведенных в плановый ремонт, для каждого из периодов. Этому условию отвечают уравнения:

$$P_{H,max} + P_{\Pi,j} = const;$$

$$\sum_{j=1}^k P_{\Pi,j} t_j = \sum_{i=1}^l P_{H,i} n_i t_{\Pi,i}$$

где $P_{H,max,j}$ — максимум нагрузки j -го периода;

$P_{\Pi,j}$ — мощность агрегатов, находящихся в плановом ремонте в j -й период;

t_j — длительность j -го периода, мес.;

k — общее число периодов года.

Просуммировав нагрузки по суточным графикам с мощностью агрегатов, выведенных в плановый ремонт, для каждого из периодов и округлив получен-

ные величины до ступеней, кратных расчетной ступени, получим расчетные графики нагрузок, учитывающие и плановые простои агрегатов.

По полученным суточным графикам рассчитывается ряд распределения коэффициентов мощностей нагрузок (без учета ее нерегулярных колебаний) по формуле:

$$K_H^{jP_0} = \frac{1}{8760} \sum_{i=1}^l t_i(jP_0) d_i$$

где $t_i(jP_0)$ - число часов с нагрузкой jP_0 i -го периода; d_i - число рабочих дней в i -м периоде.

Ряд распределения коэффициентов нерегулярных отклонений нагрузки, подчиняющихся нормальному закону распределения, вычисляется по выражению:

$$K_{\text{нер}}^{iP_0} = K_{\text{нер}}[(i - 0,5)P_0 < \Delta P_{\text{нер}} < (i + 0,5)P_0] = 0,5 \left[\Phi \frac{(i-0,5)P_0}{\sqrt{2}\sigma} - -\Phi \frac{(i+0,5)P_0}{\sqrt{2}\sigma} \right] \quad (5.6)$$

где Φ - функция Лапласа.

Перемножая ряды распределения коэффициентов мощностей нагрузки, получаем ряд распределения мощности нагрузки, учитывающей ее изменения в соответствии с суточными графиками, нерегулярные колебания и плановые простои агрегатов.

Полученные ряды распределения коэффициентов располагаемых мощностей генераторов и нагрузок позволяют рассчитать ряд распределения коэффициентов дефицита мощности:

$$K_D^{kP_0} = \sum_i K_H^{iP_0} K_{\Gamma}^{iP_0} \quad (5.7)$$

при $i = j - k$,

математическое ожидание недоотпуска электроэнергии:

$$\Delta \Xi = 8760 P_0 \sum_k k K_r^{kP_0} \quad (5.8)$$

и ущерба:

$$Y = \Delta \Xi y_0 \quad (5.9)$$

Задание для самостоятельного решения

Определить математическое ожидание недоотпуска электроэнергии в системе методом "перебора коэффициентов", подсчитать математическое ожидание ущерба от недоотпуска.

Исходные данные:

1. Единичная мощность агрегатов в системе 100 МВт.

2. Расчетная ступень мощности $p_0 = 50$ МВт.

3. Количество агрегатов в системе n и коэффициент вынужденного простоя K_B :

Вариант	n	кВ	Вариант	n	кВ
1	5	0,04	11	7	0,035
2	6	0,04	12	8	0,035
3	7	0,04	13	5	0,045
4	8	0,04	14	6	0,045
5	5	0,05	15	7	0,045
6	6	0,05	16	8	0,045
7	7	0,05	17	5	0,055

8	8	0,05	18	6	0,055
9	5	0,035	19		
10	6	0,035	20		

4. Суточный график нагрузки:

а) для вариантов 1,5,9,13 (для n=5)

Нагрузка, МВт	150	200	250	350	400	450
Продолжит., t(j, P ₀), ч	8	5	3	3	2	3

б) для n=6

Нагрузка, МВт	150	250	350	400	450	500	550	600
Продолжит., t(j, P ₀), ч	5	7	4	1	2	2	2	1

в) для n=7

Нагрузка, МВт	200	250	350	450	500	550	600	650
Продолжит., t(j, P ₀), ч	6	2	5	2	3	1	2	3

г) для n=8

Нагрузка, МВт	200	300	400	450	500	550	650	700	750
Продолжит., t(j, P ₀), ч	3	2	2	5	4	3	1	2	2

5. Величина удельного ущерба по системе:

а) $U_0 = 1,0$ руб/кВт ч для n=5 и 6;

б) $U_0 = 1,3$ руб/кВт ч для n=7 и 8.

Указания к выполнению

Принимается величина расчетной ступени мощности P_0 , равной единичной мощности агрегатов в системе, или в целое число раз меньшее ее.

Определим коэффициент готовности m элементов из n для рассматриваемых ступеней мощности

$$K_{\Gamma}^{m=i \cdot P_0} = C_n^m \cdot K_{\Gamma}^m \cdot K_B^{n-m} \quad (5.10)$$

где $C_n^m = \frac{n!}{m!(n-m)!}$

Суточный график нагрузки перестроим таким образом, чтобы все его ступени были равны выбранной величине P_0 .

Величину коэффициента K_H (коэффициент, характеризующий продолжительность нагрузки) определим как

$$K_H^{j \cdot P_0} = \frac{t(j \cdot P_0)}{24} \quad (5.11)$$

где $t(j \cdot P_0)$ - длительность существования нагрузки, равной величине $j \cdot P_0$ в часах.

Дефицит мощности в системе может возникнуть только в случае, если мощность нагрузки системы будет превышать генерирующую мощность, то есть

$$D = j P_0 - i P_0 = K P_0, \quad (5.12)$$

где K - коэффициент дефицита мощности.

Тогда вероятность появления в энергосистеме дефицита мощности, равного $K P_0$, определится как произведение коэффициентов готовности генерирующих источников $K_G^{m=i \cdot P_0}$ и коэффициентов состояния нагрузок $K_H^{j \cdot P_0}$:

$$K_g^{K \cdot P_0} = \sum_l K_G^{i \cdot P_0} \cdot K_H^{j \cdot P_0} \quad \text{при } K = i - j \quad (5.13)$$

где l - число вариантов генерации и потребления энергии, в которых выполняется условие, что $K = i - j$.

Математическое ожидание величины недоотпуска электроэнергии за год вследствие дефицита мощности выразится как

$$\Delta \mathcal{E}_g = 8760 \cdot P_0 \sum_K k K_g^{k \cdot P_0} \quad (5.14)$$

Математическое ожидание ущерба от недоотпуска электроэнергии определится следующим образом:

$$M(Y) = y_0 \cdot \Delta \mathcal{E}_g \quad (5.15)$$

где y_0 - удельный ущерб от недоотпуска электроэнергии.

Практическое занятие № 7

Тема: Расчет математического ожидания ущерба потребителей методом статистических испытаний

Цель: научиться определять математическое ожидание ущерба потребителей методом статистических испытаний

Знания и умения, приобретаемые студентом в результате освоения темы:

Студент будет знать:

метод "статистических испытаний" для определения математического ожидания ущерба потребителей

Студент будет уметь:

рассчитывать математическое ожидание ущерба от недоотпуска электроэнергии потребителям методом "статистических испытаний"

Формируемые компетенции: ПК-1

Актуальность темы: уметь рассчитывать математическое ожидание ущерба от недоотпуска электроэнергии в энергосистеме.

ТЕОРЕТИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ

Сущность метода расчета математического ожидания ущерба базируется на методе статистических испытаний (методе Монте-Карло) и заключается в многократной выборке на ЭВМ случайных величин располагаемой мощности агрегатов системы и отклонения мощности нагрузки от графиков, соответствующих заданным законам распределения, и определении среднестатистических значений годового недоотпуска электроэнергии и ущерба в предположении, что каждая из случайных величин (располагаемой мощности агрегатов и отклонения мощности нагрузки) действует на протяжении всего года.

Пусть в энергосистеме имеется l групп по n агрегатов, заданных номинальными мощностями, коэффициентами вынужденных простоев и длительностями плановых ремонтов. Нагрузка задана средними суточными графиками и числами рабочих дней для каждого из k периодов года и среднеквадратичным отклонением от графиков. Предварительно вычисляются мощности агрегатов, находящихся в плановом ремонте в каждый из периодов года, функции Распределения располагаемых мощностей генераторов каждой из групп, функция распределения нерегулярных отклонений нагрузки.

Само вычисление математического ожидания ущерба Методом Монте-Карло на ЭВМ сводится к следующему.

1. Берется случайное число R от датчика или подпрограммы случайных чисел, равномерно распределенных в интервале $0; 1$, и по функции распределения располагаемых мощностей генераторов первой группы агрегатов определяется случайная располагаемая мощность генераторов этой группы.

Подобная операция повторяется l раз. В результате получаем суммарную располагаемую мощность генераторов системы P_{Σ} .

2. Берется новое случайное число R и по функции распределения нерегулярных отклонений определяется случайное отклонение нагрузки от графика ΔP_n .

3. Подсчитываются часовые дефициты мощности для графика нагрузки первого периода:

$$P_d(t) = P_n(t) + \Delta P_n + P_{\Pi} - P_{\Sigma}, \quad (6.1)$$

и вычисляется недоотпуск электроэнергии за сутки

$$\Delta \mathcal{E}_c = \sum_{t=1}^{24} [P_d(t) > 0]$$

4. Расчет по п. 1 — 3 повторяется k раз, т. е. для каждого из периодов с различными графиками нагрузки.

5. Вычисляется ущерб за год:

$$\Delta \mathcal{E}_r = \sum_{t=1}^k \Delta \mathcal{E}_{c,i} d_i, \quad (6.3)$$

где d_i — число рабочих дней в каждом периоде.

6. Операции по п. 1—5 повторяются N раз, и вычисляется математическое ожидание недоотпуска электроэнергии:

$$\Delta \mathcal{E} = \frac{1}{N} \sum_{t=1}^k \Delta \mathcal{E}_r = \Delta \bar{\mathcal{E}}_{r(N-1)} + \frac{\Delta \mathcal{E}_{r,n} - \Delta \bar{\mathcal{E}}_{r,(N-1)}}{N} \quad (6.4)$$

При определении математического ожидания ущерба объединение энергосистем можно рассматривать как группу концентрированных энергосистем, связанных между собой линиями электропередачи переменного тока с заданной пропускной способностью. Под пропускной способностью будем понимать наибольшую передаваемую мощность, допустимую по условию статической и динамической устойчивости.

Для упрощения решения задачи определения математического ожидания ущерба примем, что пропускная способность каждой из связей может использоваться полностью, независимо от загрузки остальных связей. В отдельных случаях, в частности для схем межсистемных связей, содержащих замкнутые контуры, такое допущение будет приводить к определенной погрешности, однако допустимой, если учесть, что само определение пропускной способности отдельных связей между системами не может быть выполнено с высокой точностью.

Кроме пропускных способностей связей и их конфигурации для каждой из объединяемых энергосистем должны быть заданы все характеристики, перечисленные выше, а также удельный ущерб от недоотпуска электроэнергии y_0 , руб/(кВт·ч).

Ниже излагается алгоритм расчета математического ожидания ущерба в объединении энергосистем с ограниченными пропускными способностями межсистемных связей.

Предварительно для каждой из энергосистем вычисляется мощность

агрегатов, находящихся в плановом ремонте в каждый из периодов года, функции распределения располагаемых мощностей генераторов каждой из групп, учитывающие аварийные простои агрегатов и функции распределения нерегулярных отклонений нагрузки.

При определении математического ожидания ущерба в объединении энергосистем, так же как и в концентрированной системе, многократно выбираются случайные величины располагаемой мощности агрегатов и отклонения мощности нагрузки для каждой из систем, но при расчете годовых значений недоотпуска электроэнергии и ущерба учитывается взаимопомощь систем в пределах пропускной способности межсистемных связей. Расчет математического ущерба в объединении энергосистем методом статистических испытаний состоит из следующих операций:

1. Для каждой из систем определяются случайные величины суммарной располагаемой мощности генераторов и отклонения нагрузки от графика $P_{\Sigma i}$ и $\Delta P_{n,i}$.

2. Для каждой из систем для первого часа суточного графика первого периода вычисляется небаланс мощности по выражению:

$$P_{\zeta,i} = P_{\Sigma i} - P_{П,i} - P_{н,i} - \Delta P_{н,i}. \quad (6.5)$$

3. Вычисляется часовой ущерб вследствие дефицита мощности в объединении энергосистем в целом путем минимизации функции:

$$y_{\text{ч}} = \sum_{i=1}^S (P_{д,i} > 0) y_{0i} \quad (6.6)$$

$$\text{где } P_{д,i} = -P_{ii} + \sum_{j=1}^S P_{ij} \quad \text{при } |P_{ij}| \leq \bar{P}_{ij}$$

где $P_{д,i}$ - дефицит мощности;

P_{ij} — мощность, передаваемая по связи между системами i и j ;

$\bar{P}_{ij}$ — пропускная способность связи между системами i и j . Минимизация функции обеспечивает выполнение условия взаимопомощи между системами в пределах пропускных способностей связей.

4. Расчет по п. 3 повторяется для остальных часов суток первого периода и всех часов последующих периодов, и вычисляется ущерб за год:

$$y_r = \sum_l^k d_l \sum_l^{24} y_{\text{ч}} \quad (6.7)$$

Операции по п. 1—4 повторяются N раз до получения математического ожидания ущерба:

$$y_r = \frac{1}{N} \sum_1^N y_r \quad (6.8)$$

с контролем степени точности, как показано ранее.

Задание для самостоятельного решения.

Определить математическое ожидание ущерба потребителей методом статистических испытаний.

Исходные данные

1. Функция распределения отказов ($F(\tau_n)$) по часам суток.

τ_n , ч	0	4	8	12	16	20	24
$F(\tau_n)$	0	0,17	0,36	0,58	0,7	0,86	1,0

2. Зависимость величины удельных ущербов от недоотпуска мощности.

$Y_{OA, OB}$; руб. кВт	0	4	4
T_ϕ , ч	0	17	24

3. Суточный график нагрузки потребителей (одинаковый для всего года).

T , ч	0-4	5-6	7-8	9-12	13-15	16-20	21-24
P_n , Вт	100	120	170	190	90	150	70

4. Время восстановления (T_B).
5. Мощность потребителя Б (P_B).
6. Параметр потока отказов ЛЭП (ω).
7. Удельный ущерб от недоотпуска электроэнергии потребителя А и Б (y''_{OA}, y''_{OB})

8. Ряд псевдослучайных чисел для определения времени начала перерыва электроснабжения - R/

Исходные данные с 4 по 8 приведены в таблице.

Указания к выполнению

Имея ряд псевдослучайных чисел R, моделирующих функции распределения отказов по часам суток, можно определить, пользуясь зависимостью $F(\tau_n) = f(\tau_n)$, момент наступления аварии τ_n , имея в виду, что $F(\tau_n) = R$.

Вариант	T_B , Ч	P_B , МВт	ω , 1/год	y''_{OA} , руб/кВт*ч	y''_{OB} , руб/кВт*ч	$R \approx F(\tau_n)$
1	12	70	0,3	0,5	0,35	0,1;0,3;0,5;0,7;0,9
2	9	65	0,35	0,45	0,25	0,2;0,4;0,6;0,8;1,0
3	7	50	0,4	0,3	0,2	0,1;0,2;0,4;0,6;0,9
4	14	45	0,25	0,4	0,65	0,15;0,25;0,3;0,55;0,9
5	10	30	0,2	0,55	0,6	0,25;0,3;0,4;0,5;0,85
6	6	35	0,45	0,6	0,55	0,2;0,4;0,45;0,5;0,8
7	8	40	0,5	0,65	0,4	0,25;0,4;0,6;0,7;0,95

8	13	40	0,55	0,2	0,3	0,1;0,25;0,3;0,55;0,8
9	9	35	0,6	0,25	0,45	0,15;0,3;0,55;0,75;0,9
10	10	30	0,15	0,35	0,5	0,1;0,25;0,35;0,65;0,8
11	11	45	0,15	0,5	0,35	0,1;0,3;0,5;0,7;0,9
12	8	50	0,6	0,45	0,25	0,2;0,4;0,6;0,8;1,0
13	6	65	0,55	0,3	0,2	0,1;0,2;0,4;0,6;0,9
14	12	35	0,5	0,4	0,65	0,15;0,25;0,3;0,55;0,9
15	10	70	0,45	0,55	0,6	0,25;0,3;0,4;0,5;0,85
16	9	25	0,2	0,6	0,55	0,2;0,4;0,45;0,5;0,8
17	8	40	0,25	0,65	0,4	0,25;0,4;0,6;0,7;0,95
18	7	55	0,4	0,2	0,3	0,1;0,25;0,3;0,55;0,8
19	16	60	0,3	0,25	0,5	0,15;0,3;0,55;0,75;0,9
20	10	55	0,35	0,35	0,45	0,1;0,25;0,35;0,65;0,8

Затем, используя суточный график потребителей А и Б и зная время восстановления схемы электроснабжения после аварии, определим дефициты мощности и энергии потребителей А и Б ΔP_A , ΔP_B , ΔE_A и ΔE_B .

Далее рассчитывается величина суммарного ущерба в первом опыте расчеты повторяются N раз, после чего рассчитывается математическое ожидание суммарного ущерба потребителей

$$M(Y) = \frac{\omega}{N} \cdot \sum_{i=1}^N y_i$$

где ω - параметр потока отказов элементов электроснабжения потребителей.

Практическое занятие № 8

Тема: Выбор аварийного резерва мощности в ЭЭС

Цель: определить оптимальную величину аварийного резерва мощности в энергосистеме.

Знания и умения, приобретаемые студентом в результате освоения темы:

Студент будет знать:

методику определения рационального значения аварийного резерва в энергосистеме

ожидания ущерба потребителей

Студент будет уметь:

определять оптимальное число резервных агрегатов ЭЭС

Актуальность темы: уметь подсчитывать математическое ожидание ущерба от недоотпуска электроэнергии в энергосистеме и определять число аварийного

ТЕОРЕТИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ

Рациональное значение аварийного резерва зависит от многих факторов. Поэтому методически целесообразно начать изучение с простейшей системы — концентрированной, для которой количество влияющих факторов и связей существенно меньше.

Концентрированная система. Оптимальное значение аварийного резерва прежде всего зависит от таких факторов, как состав и структура генерирующего оборудования, его показатели надежности, график нагрузки, затраты на создание и содержание резервной мощности и характеристики ущерба потребителей или нормируемый уровень надежности. В практических расчетах обычно принимается условие постоянства состава генерирующего оборудования в течение расчетного периода (года). Это обосновывается, с одной стороны, относительно небольшим его колебанием, в основном из-за проведения плановых ремонтов. С другой стороны, даже имеющиеся колебания состава (отключение агрегатов в ремонтной кампании) приближенно учитываются искусственным увеличением нагрузки на соответствующую ремонтную мощность. Другими словами, при расчете аварийного резерва состав генерирующего оборудования принимается постоянным, а в нагрузке в основном учитывается только суточная неравномерность электропотребления. Как показали специальные расчетные исследования, это допущение практически не дает погрешности. При таких предпосылках оптимальное значение аварийного резерва определим из общего критерия (3.1):

$$\left. \begin{aligned} Z &= E_H K_{np}(H) + I_{np}(H) + V_{np}(H) \rightarrow \min; \\ J_i(H) &\begin{cases} > J_{i\text{доп}}, i = \overline{1, m} \\ < \end{cases} \end{aligned} \right\} \quad (8.1)$$

где K_{np} , I_{np} , V_{np} — приведенные капитальные затраты, издержки в систему и ущерб соответственно, зависящие от уровня надежности H (набор показателей надежности);

$J_i(H)$ — некоторые функции надежности, отражающие ограничения, не поддающиеся денежному выражению (нормативы).

Который примет вид

$$Z = Z_{cm}(R_a) + V(R_a) \rightarrow \min \quad (8.2)$$

где $Z_{cm}(R_a)$ — приведенные затраты в электрические станции на создание резерва R_a .

Приравнивая производную (6.56) по R_a нулю, получаем основное соотношение

$$-dV(R_a)/d(R_a) = dZ_{cm}(R_a)/dR_a = z, \quad (8.3)$$

где z — удельные приведенные затраты на резервную мощность.

Рассмотрим однородную систему, для которой рассчитан дискретный ряд дефицитов F_d^D при условии отсутствия в ней резерва. Предположим, что устанавливается первый резервный агрегат, мощностью равный мощности единичного агрегата системы ω . Вероятность того, что он не будет использоваться, очевидно, равна F_0^D , а вероятность его использования равна $1 - F_0^D$. Следовательно, в течение периода T он проработает $(1 - F_0^D)T$ времени и выработает энергию, равную $(1 - F_0^D)T\omega$. Эта энергия будет компенсировать частично ту, которую аварийно недодали другие генераторы системы, т. е. энергию, которую не получили бы потребители без этого резервного агрегата. Если удельный ущерб составляет y_0 , то установка первого резервного агрегата снизит ущерб потребителей на величину

$y_0\omega(1 - F_0^D)T$. Аналогично установка k -го резервного агрегата снизит ущерб на величину $y_0\omega(1 - F_{k-1}^D)T$.

Как видно, каждый последующий резервный генератор оказывается все менее эффективным, так как уменьшается время его использования ($1 - F_k^D < 1 - F_{k-1}^D$). Очевидно, что установка k -го резервного агрегата будет эффективна в том случае, если снижаемый им ущерб будет больше затрат, связанных с его установкой и эксплуатацией. Если удельные приведенные затраты за период T на резервную мощность составляют z (руб/кВт), то последнее условие можно записать как

$$y_0\omega(1 - F_{k-1}^D)T \geq z\omega. \quad (8.4)$$

В то же время число резервных генераторов k будет оптимальным, если установка последующего $(k + 1)$ окажется нецелесообразной, т. е.

$$y_0\omega(1 - F_k^D)T \leq z\omega. \quad (8.5)$$

Объединяя два последних условия в одно, после небольших преобразований получаем критерий того, что k резервных агрегатов являются оптимальными:

$$F_{k-1}^D \leq 1 - \frac{z}{y_0T} \leq F_k^D. \quad (8.6)$$

Найдем выражение оптимального аварийного резерва в более общем случае, в частности, когда система неоднородна, а закон распределения дефицитов является непрерывной функцией $F^D(D)$. Пусть ущерб оценивается по

$$Y = \omega T y_0 \sum_{d=0}^{n-r} (1 - F_d^D) = y_0 \Delta \mathcal{E}. \quad (8.7)$$

Если же воспользоваться выражением

$$\Delta \mathcal{E} = T \int_0^{D_{\max}} D dF^D(D). \quad (8.8)$$

для определения недоотпуска энергии, то при введении резерва генерирующей мощности R_a функция распределения дефицитов сместится влево по оси D на R_a , а недоотпуск энергии составит

$$\begin{aligned}\Delta \Xi_2(R_a) &= T \int_{R_a}^{W_{\max}} (D - R_a) dF^D(D) = \\ &= T \int_{R_a}^{W_{\max}} D dF^D(D) - TR_a \int_{R_a}^{W_{\max}} dF^D(D) = T \int_{R_a}^{W_{\max}} D dF^D(D) - TR_a [1 - F^D(R_a)]\end{aligned}\quad (8.9)$$

По правилу дифференцирования интеграла с переменным нижним пределом, получаем

$$y_0 TR_a \frac{dF^D(R_a)}{dR_a} + y_0 T [1 - F^D(R_a)] - y_0 TR_a \frac{dF^D(R_a)}{dR_a} = z, \quad (8.10)$$

Откуда

$$F^D(R_{a.опт}) = 1 - z/(y_0 T); \quad (8.11)$$

$$R_{a.опт} = F^{D(-1)} [1 - z/(y_0 T)], \quad (8.12)$$

где $F^{D(-1)}$ — функция, обратная F^D .

Обычно значение дроби $z/(y_0 T)$ ($T = 8760$ ч) равно 0,01—0,001 и целесообразный уровень надежности генерирующей части системы составляет 0,99—0,999. В отдельных случаях уровень надежности может задаваться нормативно. В частности, в существующих руководящих указаниях по проектированию энергосистем устанавливается, что уровень надежности генерирующей части системы, оцениваемый вероятностью отсутствия дефицита F_0^D , должен быть не менее $F_{0.999}^D = 0,999$.

Для систем, содержащих большое количество генераторов и допускающих эквивалентирование функции распределения дефицитов нормальным законом,

$$F^D(D) = \Phi[(D - \bar{D})/\sigma_D] \quad (8.13)$$

и выражение (4.13) принимает вид

$$1 - \Phi[(R_{a.опт} - \bar{D})/\sigma_D] = z/(y_0 T), \quad (8.14)$$

откуда

$$R_{a.опт} = \bar{D} + \sigma_D \Phi^{(-1)} [1 - z/(y_0 T)] \quad (8.15)$$

Обозначая значение обратной функции $\Phi^{(-1)}$ через

$$\gamma = \Phi^{(-1)} [1 - z/(y_0 T)], \quad (8.16)$$

можно записать

$$R_{a.опт} = \bar{R} + \gamma \sigma_D,$$

где, учитывая

$$\bar{W}_C = \sum_{i=1}^n \omega_i - \sum_{i=1}^n q_i \omega_i, \quad (8.17)$$

$$\bar{W}_H = W_{\text{п.м.к.}} \beta; \quad (8.18)$$

$$f(D) = \frac{1}{\sigma_D \sqrt{2\pi}} e^{-(D-\bar{D})^2 / (2\sigma_D^2)}, \quad (8.19)$$

$$\begin{aligned} \text{и условие } W_{H.\max} &= \sum_k \omega_k, \\ \bar{D} = \bar{W}_H - \bar{W}_C &= \sum_k q_k \omega_k - (1 - \beta) W_{H.\max}. \end{aligned} \quad (8.20)$$

При значениях $F_0^D = 0,99 \div 0,999$ параметр γ принимает соответственно значения $\gamma = 2,3 \div 3,1$.

Задание

ВЫБОР АВАРИЙНОГО РЕЗЕРВА МОЩНОСТИ В ЭЭС

Цель: определить оптимальную величину аварийного резерва мощности в энергосистеме.

Исходные данные

1. Единичная мощность агрегата в ЭЭС N_a равна 100 МВт.
2. Количество агрегатов в системе (n), тип суточного графика нагрузки и коэффициент вынужденного простоя агрегата K_a

Вариант	n	Тип сут. граф. нагрузки	Кв	Вариант	n	Тип сут. граф. нагрузки	Кв
1	40	1	0,04	11	60	3	0,045
2	50	2	0,03	12	70	4	0,05
3	60	3	0,05	13	40	1	0,06
4	70	4	0,035	14	50	2	0,04
5	40	1	0,05	15	60	3	0,055
6	50	2	0,04	16	70	4	0,04
7	60	3	0,04	17	40	1	0,03
8	70	4	0,04	18	50	2	0,06
9	40	1	0,035	19	60	3	0,06
10	50	2	0,05	20	70	4	0,06

4. Суточные графики нагрузки

Нагрузка, МВт	Тип 1					
	1500	2000	2500	3000	3500	4000
Продолжительность, час	8	5	3	3	2	3

Тип 2

Нагрузка, МВт	1500	2000	2500	3000	4000	4500	5000
Продолжительность, час	5	7	4	2	2	3	1

Тип 3

Нагрузка, МВт	2000	2500	3000	3500	4500	5000	6000
Продолжительность, час	6	3	5	2	3	2	3

Тип 4

Нагрузка, МВт	2500	3000	4000	4500	5000	6000	7000
Продолжительность, час	6	5	4	3	2	2	2

4. Величина удельного ущерба от недоотпуска электрической энергии в целом по системе составляет 6 руб./ КВтч.
5. Стоимость одного резервного агрегата в ЭЭС равна 150 млн. руб.
6. Заданный срок окупаемости равен 8 лет.

Указания к выполнению

Определим вероятность простоя m агрегатов из n по формуле:

$$P_n^m = \frac{a^m e^{-a}}{m!}, \quad (8.21)$$

где a - математическое ожидание числа агрегатов, находящихся в аварийном простое.

Составим ряд вероятностей вида

$$P_n^0, P_n^1, P_n^2, \dots, P_n^m \quad (8.22)$$

Если резерв в ЭЭС отсутствует, то можем рассчитать дефицит мощности как

$$D_o = aN_a = nK_g N_a. \quad (8.23)$$

При наличии в ЭЭС одного резервного агрегата средняя величина дефицита мощности будет составлять

$$D_1 = N \sum_{n=2}^{\infty} (n-1) P_n^m, \quad (8.24)$$

а при r резервных агрегатов

$$D_r = N \sum_{m=r-1}^n (m-r) P_n^m, \quad (8.25)$$

Для расчета величины недопуска электроэнергии за год необходимо перестроить суточные графики нагрузки в график нагрузки по продолжительности и по нему определить изменение величины недопуска энергии при переходе от варианта с r резервными агрегатами к варианту с $(r+1)$ резервными агрегатами.

Далее рассчитывается изменение ущербов при переходе в общем случае от варианта с r резервными агрегатами к варианту с $(r+1)$ резервными агрегатами (см.рис.4.1).

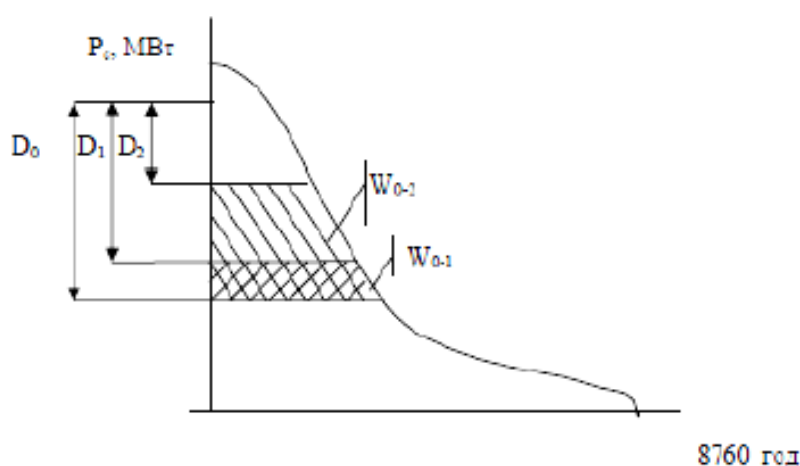


Рис. 8.1. Изменение ущерба от числа резервных агрегатов

$$M(Y_{0-1}) = y_0 W_{0-1}, \quad M(Y_{1-2}) = y_0 W_{1-2}, \quad \dots, \quad M(Y_{r,r+1}) = y_0 W_{r,r+1}. \quad (8.26)$$

Рассчитав ряд сроков окупаемости и сравнив его с нормативным, можно выбрать вариант с оптимальным количеством резервных агрегатов в ЭЭС

$$T_{r,r+1} = (K_{y\delta} \cdot N_a) / M(Y_{r,r+1}), \quad (8.27)$$

где $K_{y\delta}$ – удельные капиталовложения в 1 Мвт резервной мощности;

N_a – мощность резервного агрегата;

$\Delta M(Y)$ – изменение математического ожидания ущерба от недоотпуска энергии, определяемого как это показано на рисунке.

Оптимальным следует считать тот вариант установки резервных агрегатов, который удовлетворяет следующему условию.

Если $T_{r,r+1} < T_H$ а $T_{r+1,r+2} > T_H$ то оптимальным следует признать вариант с установкой числа резервных агрегатов, равных $(r+1)$.

Приложения
Приложение П1. Показатели надежности работы элементов
энергосистем

Таблица П1.1

$S_{т, ном},$ $МВ \cdot А$	$U_{ном}, кВ$	Показатели надежности трансформаторов			
		$\omega, 1/год$	$T_в, ч$	$\mu_t, 1/год$	$T_{p, т}^*, ч$
До 2,5	6-20	0,016	50	0,25	6
	35	0,01	40	0,25	6
2,5-7,5	6-20	0,008	120	0,25	8
	35	0,007	65	0,25	26
	110	0,018	40	0,25	28
10-80	35 и ниже	0,012	70	0,75	26
	110-150	0,014	70	0,75	28
	220	0,035	60	0,75	28
Более 80	110-150	0,075	95	1	30
	220	0,025	60	1	30
	330	0,053	45	1	30
	500-750	0,024**	220	1	50
		0,05***			

* На один трансформатор.

** Для однофазных трансформаторов.

*** Для трехфазных трансформаторов.

Таблица П1.2

Показатели надежности выключателей

Вид выключателей	$U_{ном}, кВ$	Тип	$\omega,$ $1/год$	$T_в, ч$	$\mu_k,$ $1/год$	$T_{p, т}^*, ч$
<i>1</i>	<i>2</i>	<i>3</i>	<i>4</i>	<i>5</i>	<i>6</i>	<i>7</i>
Автоматические	До 1	-	0,05	4	0,33	10
Электромагнитные	6-10	ВЭМ-6, ВЭМ-10, ВЭ-10	0,022	11	0,2	24
Маломасляные	10	ВМП-10	0,009	20	0,14	8
		Прочие	0,009	20	0,14	10
	20	-	0,01	26	0,14	***
	35	-	0,02	25	0,14	9
	110-150	-	0,06	20	0,14	30
<i>1</i>	<i>2</i>	<i>3</i>	<i>4</i>	<i>5</i>	<i>6</i>	<i>7</i>

Масляные баковые	35	-	0,01	30	0,14	12
	110	-	0,016	40	0,14	23
	220	-	0,055	50	0,14	43
Воздушные	15-20	-	0,04	20	0,2	40
	35	-	0,02	40	0,2	29
	110	-	0,02	20	0,2	45
	220	ВВБ	0,02	55	0,2	122
		Прочие	0,02	25	0,2	98
	330***	ВВБ	0,03	48	0,2	161
		Прочие	0,03	60	0,2	113
	500***	ВВБ	0,15	60	0,2	***
		Прочие	0,15	60	0,2	133
	750***	-	0,25	75	0,2	271

* На один выключатель.

** Отсутствует представительная выборка данных.

*** Показатели надежности выключателей на напряжение 330-750 кВ приведены без учета отказов выключателей типа ВВБ.

Таблица П1.3

Аппараты	$U_{ном}, кВ$	Показатели надежности разъединителей, отделителей и короткозамыкателей			
		$\omega, 1/год$	$T_v, ч$	$\mu_k, 1/год$	$T_{p,m}^*, ч$
Разъединители	6-10	0,01	7	0,166	4
	35	0,01	6	0,166	6
	110	0,01	11	0,166	8
	150	0,01	15	0,166	11
	220	0,01	7	0,166	13
	330	0,01	10	0,166	18
	500	0,01	14	0,166	31
	750	0,01	14	0,166	81
Отделители	35	0,015	3	0,33	7
	110	0,01	3,5	0,33	10
	220	0,01	3,5	0,33	16
Короткозамыкатели	35	0,01	4	0,33	8
	110	0,01	6	0,33	6
	220	0,01	6	0,33	8

* На один аппарат.

μ_k - частота капитального ремонта

Таблица П1.4

Вид выключателей	$U_{ном}, кВ$	Значение относительной частоты отказов выключателей $a_{оп}$
Электромагнитные	6-10	0,0022
Маломасляные	До 20	0,003
	35	0,005
	110	0,006
Масляные баковые	До 20	0,001
	35	0,006
	110-150	0,004
	220	0,011
Воздушные	35	0,013
	110-150	0,004
	220	0,004
	330	0,002
	500 и выше	0,007

Таблица П1.5

Вид выключателей	$U_{ном}, кВ$	Тип	Значение относительной частоты отказов выключателей $a_{оп}$
Электромагнитные	6-10	-	0,027
Маломасляные	До 20	ВМП	0,005
		Прочие	0,002
	35	-	0,005
	110	-	0,013
Масляные баковые	До 20	-	0,003
	35	-	0,006
	110-150	У	0,006
		Прочие	0,004
	220	У	0,009
		Прочие	0,009
Воздушные	35	-	0,012
	110-150	ВВБ	0,004
		Прочие	0,003
	220	ВВБ	0,006
		Прочие	0,003
	330	ВВБ	0,006
		Прочие	0,002
	500 и выше	ВВБ	0,003
		Прочие	0,002

Таблица П1.6

$U_{ном}, кВ$	Показатели надежности сборных шин			
	$\omega, 1/год$	$T_{в}, ч$	$\mu_m^*, 1/год$	$T_{p,m}^*, ч$
6	0,03	5	0,166	5
10	0,03	7	0,166	5
20-35	0,02	7	0,166	4
110-150	0,016	5	0,166	4
220	0,013	5	0,166	3
330	0,013	5	0,166	3
500	0,013	5	0,166	5
750	0,01	6	0,166	5

* На присоединение.

Таблица П1.7

Тип линий	$U_{ном},$ $кВ$	Вид опор	Число цепей		Показатели надежности электрических линий			
					$\omega^*,$ $1/год$	$T_{в}, ч$	$\mu_k^{**},$ $1/год$	$T_p^*, ч$
Воз- душ- ная	До 1	-	-		25	1,7	0,17	***
	6-10	-	-		7,64	5	0,17	***
	35	Метал- личе- ские	Одноцепные		0,9	9	2,1	16
			Двух цеп- ные	Отклю- чена од- на цепь	1,06	6	4	13
				Отклю- чены две цепи	0,22	8	0,3	9
		Желе- зобе- тонные	Одноцепные		0,72	10	1,2	15
			Двух- цеп- ные	Отклю- чена од- на цепь	0,81	9,5	1,3	14
				Отклю- чены две цепи	1,46	13	2,5	16
		Дере- вянные	-		1,46	13	2,5	16
	110	Метал- личе- ские	Одноцепные		1,28	8,8	2,1	14,5

Продолжение табл. П1.7

Тип линий	$U_{ном},$ кВ	Вид опор	Число цепей		Показатели надежности электрических линий			
					$\omega^*,$ 1/год	$T_{в}, ч$	$\mu_k^{**},$ 1/год	$T_p^*, ч$
Воз- душ- ная	110	Метал- личе- ские	Двух- цеп- ные	Отклю- чена од- на цепь	1,68	6,9	3,8	14,8
				Отклю- чены две цепи	0,17	10,3	0,4	19
		Желе- зобе- тонные	Одноцепные		0,66	11	1,6	15,5
			Двух- цеп- ные	Отклю- чена од- на цепь	1,01	8,4	2,4	12
				Отклю- чены две цепи	0,13	14,8	0,4	13
		Дере- вянные	-		1,44	10,2	3,6	14
	220	Метал- личе- ские	Одноцепные		0,50	14,3	2,8	17
			Двух- цеп- ные	Отклю- чена од- на цепь	0,63	11,2	3,3	17,4
				Отклю- чены две цепи	0,04	14,9	0,5	24
		Желе- зобе- тонные	Одноцепные		0,36	9,3	1,8	24
			Двух- цеп- ные	Отклю- чена од- на цепь	0,47	8,6	1,1	17
				Отклю- чены две цепи	0,03	7,6	0,3	9,4
		Дере- вянные	-		0,57	10,6	5,4	17,9
	330	Метал- личе- ские	Одноцепные		0,55	10,8	3	21

Продолжение табл. П1.7

Тип линий	$U_{ном},$ кВ	Вид опор	Число цепей		Показатели надежности электрических линий			
					$\omega^*,$ 1/год	$T_в, ч$	$\mu_k^{**},$ 1/год	$T_p^*, ч$
Воз- душ- ная	330	Метал- личе- ские	Двух- цеп- ные	Отклю- чена од- на цепь	0,9	9,4	7,3	15
				Отклю- чены две цепи	0,09	4,9	0,3	14,1
		Желе- зобе- тонные	Одноцепные		0,3	15,3	2,9	20
	500	Метал- личе- ские	Одноцепные		0,21	14,3	3,1	18
		Желе- зобе- тонные	Одноцепные		0,15	13	3,5	23
	750	-	-		0,2	20	0,17	-***
Ка- бель- ная	6-15	-	-		7,5	16,0****	1	2,0
	20-35	-	-		3,2	16,0****	1	2,0
	До 1	-	-		10	24,0****	1	-***

* На 100 км.

** На одну линию.

*** Отсутствует представительная выборка данных.

**** Указана продолжительность ремонта.

Таблица П1.8

$U_{ном}, кВ$	Коэффициент учета неустойчивых отказов	
	ВЛ $\frac{\omega}{\omega_{\Sigma}}$	
35	0,34	
110-154	0,24	
220-330	0,25	
500-750	0,36	

Таблица П1.9

$U_{ном}, кВ$	$P_{ном}, кВт$	Показатели надежности асинхронных электродвигателей			
		$\omega, 1/год$	$T_{в}, ч$	$\mu_m^*, 1/год$	$T_{p,к}, ч$
До 1	До 320	0,1	50	0,25	50
Выше 1	200-800	0,1	50	0,25	96
	1000-2000	0,1	90	0,25	164
	Выше 2000	0,2	140	0,25	384

* По экспертным оценкам.

Таблица П1.10

Оборудование	$P_{ном}, МВт$	Показатели надежности работы энергоблоков с паротурбинными установками			
		$\omega'^*, 1/год$	$T_{в}, ч$	п, 1/агрегат-год	$T_{пл}^*, ч$
Энергоблок	150-165	5,68	48,8	19	1559
	180-210	8,67	45	16	1139
	250-300	8,26	45	15	1007
	500	21,36	70	24	911
	800	12,08	74	16	1086

* На один агрегат.

Таблица П1.11

Оборудование	$P_{ном}, МВт$	Показатели надежности работы основного оборудования энергоблоков с паротурбинными установками	
		$\omega'^*, 1/год$	$T_{в}, ч$
1	2	3	4
Котлоагрегат	150-165	4,02	44
	180-210	6,14	47
	250-300	5,75	38
	500	6,59	56
	800	9,08	50
Турбина	150-165	0,97	43
	180-210	1,45	45
	250-300	2,21	68
	500	4,22	85
	800	2,66	99
1	2	3	4
Турбогенератор	150-165	0,55	91

	180-210	0,87	58
	250-300	0,59	83
	500**	4,48	136
	800	0,89	179

* На единицу оборудования.

** Для турбогенераторов типов ТГВ-500 и ТВМ-500.

Приложение П2. Нагрузочная способность трансформаторов с различными системами охлаждения.

Нормы максимально допустимых систематических нагрузок трансформаторов

Таблица П2.1

$$\vartheta_{охл} = -20^{\circ}\text{C}$$

$h, \text{ч}$	М и Д								ДЦ							
	K_2 при значениях $K_1 = 0,25 \div 1,0$								K_2 при значениях $K_1 = 0,25 \div 1,0$							
	0,25	0,4	0,5	0,6	0,7	0,8	0,9	1,0	0,25	0,4	0,5	0,6	0,7	0,8	0,9	1,0
0,5	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	<u>1,85</u>	<u>1,82</u>	<u>1,78</u>	<u>1,74</u>
1,0	+	+	+	+	+	+	+	+	<u>1,79</u>	<u>1,77</u>	<u>1,76</u>	<u>1,74</u>	<u>1,72</u>	<u>1,69</u>	<u>1,66</u>	<u>1,63</u>
2,0	+	+	<u>1,99</u>	<u>1,96</u>	<u>1,93</u>	<u>1,89</u>	<u>1,85</u>	<u>1,79</u>	<u>1,61</u>	<u>1,61</u>	<u>1,60</u>	<u>1,59</u>	<u>1,57</u>	<u>1,56</u>	<u>1,54</u>	<u>1,52</u>
4,0	<u>1,70</u>	<u>1,69</u>	<u>1,67</u>	<u>1,66</u>	<u>1,64</u>	<u>1,62</u>	<u>1,60</u>	<u>1,57</u>	1,47	1,46	1,46	1,45	1,45	1,44	1,43	1,42
6,0	<u>1,56</u>	<u>1,55</u>	<u>1,54</u>	<u>1,54</u>	<u>1,53</u>	<u>1,51</u>	<u>1,50</u>	<u>1,48</u>	1,40	1,40	1,40	1,39	1,39	1,39	1,38	1,37
8,0	1,48	1,48	1,47	1,47	1,46	1,45	1,45	1,43	1,37	1,36	1,36	1,36	1,36	1,36	1,35	1,35
12,0	1,41	1,40	1,40	1,40	1,40	1,39	1,39	1,38	1,33	1,33	1,32	1,32	1,32	1,32	1,32	1,32
24,0	1,30	1,30	1,30	1,30	1,30	1,30	1,30	1,30	1,26	1,26	1,26	1,26	1,26	1,26	1,26	1,26

Таблица П2.2

$$\vartheta_{охл} = -10^{\circ}\text{C}$$

$h, \text{ч}$	М и Д								ДЦ							
	K_2 при значениях $K_1 = 0,25 \div 1,0$								K_2 при значениях $K_1 = 0,25 \div 1,0$							
	0,25	0,4	0,5	0,6	0,7	0,8	0,9	1,0	0,25	0,4	0,5	0,6	0,7	0,8	0,9	1,0
0,5	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	<u>1,80</u>	<u>1,77</u>	<u>1,74</u>	<u>1,70</u>	<u>1,65</u>
1,0	+	+	+	+	+	+	+	<u>1,95</u>	<u>1,72</u>	<u>1,70</u>	<u>1,69</u>	<u>1,67</u>	<u>1,65</u>	<u>1,62</u>	<u>1,59</u>	<u>1,55</u>
2,0	<u>1,95</u>	<u>1,92</u>	<u>1,90</u>	<u>1,87</u>	<u>1,83</u>	<u>1,79</u>	<u>1,75</u>	<u>1,69</u>	<u>1,55</u>	<u>1,54</u>	<u>1,53</u>	<u>1,52</u>	<u>1,51</u>	1,49	1,47	1,44
4,0	<u>1,62</u>	<u>1,61</u>	<u>1,60</u>	<u>1,58</u>	<u>1,56</u>	<u>1,54</u>	<u>1,52</u>	1,48	1,41	1,40	1,40	1,39	1,38	1,38	1,37	1,35
6,0	1,49	1,48	1,47	1,46	1,45	1,44	1,42	1,40	1,34	1,34	1,34	1,33	1,33	1,32	1,32	1,31
8,0	1,41	1,41	1,40	1,40	1,39	1,38	1,37	1,36	1,31	1,30	1,30	1,30	1,30	1,29	1,29	1,28
12,0	1,34	1,34	1,33	1,33	1,33	1,32	1,31	1,31	1,27	1,27	1,26	1,26	1,26	1,26	1,26	1,25
24,0	1,23	1,23	1,23	1,23	1,23	1,23	1,23	1,23	1,20	1,20	1,20	1,20	1,20	1,20	1,20	1,20

Таблица П2.3

$$\vartheta_{охл} = 0^{\circ}\text{C}$$

h, ч	М и Д								ДЦ							
	K_2 при значениях $K_1 = 0,25 \div 1,0$								K_2 при значениях $K_1 = 0,25 \div 1,0$							
	0,25	0,4	0,5	0,6	0,7	0,8	0,9	1,0	0,25	0,4	0,5	0,6	0,7	0,8	0,9	1,0
0,5	+	+	+	+	+	+	+	+	<u>1,79</u>	<u>1,77</u>	<u>1,75</u>	<u>1,72</u>	<u>1,69</u>	<u>1,66</u>	<u>1,61</u>	<u>1,56</u>
1,0	+	+	+	+	+	<u>1,99</u>	<u>1,91</u>	<u>1,80</u>	<u>1,65</u>	<u>1,63</u>	<u>1,61</u>	<u>1,59</u>	<u>1,57</u>	<u>1,54</u>	<u>1,51</u>	1,46
2,0	<u>1,86</u>	<u>1,83</u>	<u>1,80</u>	<u>1,77</u>	<u>1,74</u>	<u>1,69</u>	<u>1,64</u>	<u>1,56</u>	1,48	1,47	1,46	1,45	1,44	1,42	1,40	1,36
4,0	<u>1,54</u>	<u>1,53</u>	<u>1,51</u>	<u>1,50</u>	<u>1,48</u>	1,46	1,43	1,38	1,34	1,34	1,33	1,33	1,32	1,32	1,30	1,28
6,0	1,41	1,40	1,39	1,38	1,37	1,36	1,34	1,31	1,28	1,28	1,27	1,27	1,27	1,26	1,25	1,24
8,0	1,34	1,33	1,33	1,32	1,31	1,30	1,29	1,27	1,24	1,24	1,24	1,24	1,23	1,23	1,23	1,21
12,0	1,27	1,26	1,26	1,26	1,25	1,25	1,24	1,22	1,20	1,20	1,20	1,20	1,20	1,20	1,19	1,19
24,0	1,16	1,16	1,16	1,16	1,16	1,16	1,16	1,16	1,14	1,14	1,14	1,14	1,14	1,14	1,14	1,14

Таблица П2.4

$$\vartheta_{охл} = 10^{\circ}\text{C}$$

h, ч	М и Д								ДЦ							
	K_2 при значениях $K_1 = 0,25 \div 1,0$								K_2 при значениях $K_1 = 0,25 \div 1,0$							
	0,25	0,4	0,5	0,6	0,7	0,8	0,9	1,0	0,25	0,4	0,5	0,6	0,7	0,8	0,9	1,0
0,5	+	+	+	+	+	+	+	<u>1,84</u>	<u>1,71</u>	<u>1,69</u>	<u>1,67</u>	<u>1,64</u>	<u>1,61</u>	<u>1,57</u>	<u>1,52</u>	<u>1,44</u>
1,0	+	+	+	<u>2,00</u>	<u>1,94</u>	<u>1,86</u>	<u>1,76</u>	<u>1,60</u>	<u>1,57</u>	<u>1,55</u>	<u>1,54</u>	<u>1,52</u>	1,49	1,46	1,42	1,35
2,0	<u>1,76</u>	<u>1,73</u>	<u>1,70</u>	<u>1,67</u>	<u>1,63</u>	<u>1,58</u>	<u>1,51</u>	1,40	1,41	1,40	1,39	1,38	1,36	1,34	1,31	1,26
4,0	1,46	1,44	1,43	1,41	1,39	1,36	1,32	1,25	1,28	1,27	1,27	1,26	1,25	1,24	1,22	1,19
6,0	1,33	1,32	1,31	1,30	1,29	1,27	1,24	1,20	1,21	1,21	1,21	1,20	1,20	1,19	1,18	1,15
8,0	1,26	1,26	1,25	1,24	1,23	1,22	1,20	1,17	1,18	1,18	1,17	1,17	1,17	1,16	1,15	1,13
12,0	1,19	1,19	1,18	1,18	1,17	1,16	1,15	1,13	1,14	1,14	1,14	1,13	1,13	1,13	1,12	1,11
24,0	1,08	1,08	1,08	1,08	1,08	1,08	1,08	1,08	1,07	1,07	1,07	1,07	1,07	1,07	1,07	1,07

Таблица П2.5

$$g_{охл} = 20^{\circ}C$$

h, ч	М и Д								ДЦ							
	K_2 при значениях $K_1 = 0,25 \div 1,0$								K_2 при значениях $K_1 = 0,25 \div 1,0$							
	0,25	0,4	0,5	0,6	0,7	0,8	0,9	1,0	0,25	0,4	0,5	0,6	0,7	0,8	0,9	1,0
0,5	+	+	+	+	+	<u>1,98</u>	<u>1,81</u>	<u>1,00</u>	<u>1,63</u>	<u>1,60</u>	<u>1,58</u>	<u>1,55</u>	<u>1,52</u>	1,47	1,41	1,00
1,0		<u>1,97</u>	<u>1,92</u>	<u>1,87</u>	<u>1,80</u>	<u>1,71</u>	<u>1,57</u>	1,00	1,49	1,47	1,45	1,43	1,40	1,37	1,31	1,00
2,0	<u>1,66</u>	<u>1,63</u>	<u>1,60</u>	<u>1,56</u>	<u>1,51</u>	1,45	1,35	1,00	1,34	1,33	1,32	1,30	1,28	1,26	1,22	1,00
4,0	1,37	1,35	1,34	1,32	1,29	1,25	1,19	1,00	1,21	1,20	1,19	1,19	1,18	1,16	1,13	1,00
6,0	1,25	1,24	1,23	1,21	1,20	1,17	1,13	1,00	1,15	1,14	1,14	1,13	1,13	1,12	1,10	1,00
8,0	1,18	1,17	1,17	1,16	1,15	1,13	1,09	1,00	1,11	1,11	1,10	1,10	1,10	1,09	1,07	1,00
12,0	1,11	1,10	1,10	1,09	1,09	1,08	1,06	1,00	1,07	1,07	1,07	1,06	1,06	1,05	1,04	1,00
24,0	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00

Таблица П2.6

$$g_{охл} = 30^{\circ}C$$

h, ч	М и Д								ДЦ							
	K_2 при значениях $K_1 = 0,25 \div 1,0$								K_2 при значениях $K_1 = 0,25 \div 1,0$							
	0,25	0,4	0,5	0,6	0,7	0,8	0,9	1,0	0,25	0,4	0,5	0,6	0,7	0,8	0,9	1,0
0,5	+	+	+	+	<u>1,92</u>	<u>1,76</u>	1,27	-	<u>1,54</u>	<u>1,51</u>	1,49	1,46	1,42	1,36	1,21	-
1,0	<u>1,89</u>	<u>1,84</u>	<u>1,79</u>	<u>1,73</u>	<u>1,64</u>	<u>1,51</u>	1,12	-	1,41	1,39	1,37	1,34	1,31	1,26	1,12	-
2,0	<u>1,55</u>	<u>1,52</u>	<u>1,48</u>	1,44	1,38	1,29	1,02	-	1,26	1,25	1,24	1,22	1,20	1,16	1,05	-
4,0	1,28	1,26	1,24	1,21	1,18	1,12	0,97	-	1,13	1,13	1,12	1,11	1,10	1,07	0,99	-
6,0	1,16	1,15	1,13	1,12	1,09	1,05	0,95	-	1,07	1,07	1,06	1,06	1,05	1,03	0,97	-
8,0	1,09	1,08	1,08	1,06	1,05	1,02	0,94	-	1,04	1,03	1,03	1,03	1,02	1,00	0,96	-
12,0	1,02	1,02	1,01	1,00	0,99	0,97	0,92	-	0,99	0,99	0,99	0,99	0,98	0,97	0,94	-
24,0	0,91	0,91	0,91	0,91	0,91	0,91	0,91	-	0,92	0,92	0,92	0,92	0,92	0,92	0,92	-

Таблица П2.7

$$\vartheta_{охл} = 40^{\circ}\text{C}$$

h, ч	М и Д								ДЦ							
	K_2 при значениях $K_1 = 0,25 \div 1,0$								K_2 при значениях $K_1 = 0,25 \div 1,0$							
	0,25	0,4	0,5	0,6	0,7	0,8	0,9	1,0	0,25	0,4	0,5	0,6	0,7	0,8	0,9	1,0
0,5	+	+	<u>1,94</u>	<u>1,84</u>	<u>1,69</u>	1,26	-	-	1,45	1,42	1,39	1,36	1,31	1,19	-	-
1,0	<u>1,75</u>	<u>1,70</u>	<u>1,64</u>	<u>1,56</u>	1,44	1,08	-	-	1,32	1,30	1,28	1,25	1,20	1,10	-	-
2,0	1,43	1,39	1,35	1,30	1,21	0,96	-	-	1,18	1,17	1,15	1,13	1,10	1,01	-	-
4,0	1,17	1,15	1,13	1,09	1,04	0,89	-	-	1,05	1,04	1,04	1,02	1,00	0,94	-	-
6,0	1,06	1,05	1,03	1,01	0,97	0,86	-	-	0,99	0,99	0,98	0,97	0,96	0,91	-	-
8,0	1,00	0,99	0,98	0,96	0,93	0,85	-	-	0,96	0,95	0,95	0,94	0,93	0,89	-	-
12,0	0,93	0,92	0,91	0,90	0,88	0,84	-	-	0,91	0,91	0,91	0,90	0,89	0,87	-	-
24,0	0,82	0,82	0,82	0,82	0,82	0,82	-	-	0,84	0,84	0,84	0,84	0,84	0,84	-	-

Нормы допустимых аварийных перегрузок трансформаторов

Таблица П2.8

$$\vartheta_{охл} = -20^{\circ}\text{C}$$

h, ч	М и Д								ДЦ							
	K_2 при значениях $K_1 = 0,25 \div 1,0$								K_2 при значениях $K_1 = 0,25 \div 1,0$							
	0,25	0,4	0,5	0,6	0,7	0,8	0,9	1,0	0,25	0,4	0,5	0,6	0,7	0,8	0,9	1,0
0,5	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	1,9	1,9	1,9	1,9
1,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	1,9	1,9	1,9	1,8	1,8	1,8	1,8	1,8
2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	1,7	1,7	1,7	1,7	1,7	1,7	1,7	1,7
4,0	1,9	1,8	1,8	1,8	1,8	1,8	1,8	1,8	1,6	1,6	1,6	1,6	1,6	1,6	1,6	1,6
6,0	1,7	1,7	1,7	1,7	1,7	1,7	1,7	1,7	1,6	1,6	1,6	1,6	1,6	1,6	1,6	1,6
8,0	1,7	1,7	1,7	1,7	1,7	1,7	1,7	1,7	1,6	1,6	1,6	1,6	1,6	1,6	1,6	1,6
12,0	1,6	1,6	1,6	1,6	1,6	1,6	1,6	1,6	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5
24,0	1,6	1,6	1,6	1,6	1,6	1,6	1,6	1,6	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5

Таблица П2.9

$$\vartheta_{охл} = -10^{\circ}\text{C}$$

h, ч	М и Д								ДЦ							
	K_2 при значениях $K_1 = 0,25 \div 1,0$								K_2 при значениях $K_1 = 0,25 \div 1,0$							
	0,25	0,4	0,5	0,6	0,7	0,8	0,9	1,0	0,25	0,4	0,5	0,6	0,7	0,8	0,9	1,0
0,5	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	1,9	1,9	1,9	1,9	1,9	1,8	1,8	1,8
1,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	1,8	1,8	1,8	1,8	1,8	1,7	1,7	1,7
2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	1,9	1,9	1,7	1,7	1,7	1,6	1,6	1,6	1,6	1,6
4,0	1,8	1,8	1,8	1,8	1,8	1,7	1,7	1,7	1,6	1,6	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5
6,0	1,7	1,7	1,7	1,6	1,6	1,6	1,6	1,6	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5
8,0	1,6	1,6	1,6	1,6	1,6	1,6	1,6	1,6	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5
12,0	1,6	1,6	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5
24,0	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5

Таблица П2.10

$$\vartheta_{охл} = 0^{\circ}\text{C}$$

h, ч	М и Д								ДЦ							
	K_2 при значениях $K_1 = 0,25 \div 1,0$								K_2 при значениях $K_1 = 0,25 \div 1,0$							
	0,25	0,4	0,5	0,6	0,7	0,8	0,9	1,0	0,25	0,4	0,5	0,6	0,7	0,8	0,9	1,0
0,5	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	1,9	1,9	1,8	1,8	1,8	1,8	1,7	1,7
1,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	1,8	1,7	1,7	1,7	1,7	1,7	1,7	1,6
2,0	2,0	2,0	2,0	1,9	1,9	1,9	1,9	1,8	1,6	1,6	1,6	1,6	1,6	1,6	1,6	1,5
4,0	1,7	1,7	1,7	1,7	1,7	1,7	1,6	1,6	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5
6,0	1,6	1,6	1,6	1,6	1,6	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5
8,0	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5
12,0	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5
24,0	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5

Таблица П2.11

$$g_{охл} = 10^{\circ}C$$

h, ч	М и Д								ДЦ							
	K_2 при значениях $K_1 = 0,25 \div 1,0$								K_2 при значениях $K_1 = 0,25 \div 1,0$							
	0,25	0,4	0,5	0,6	0,7	0,8	0,9	1,0	0,25	0,4	0,5	0,6	0,7	0,8	0,9	1,0
0,5	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	1,8	1,8	1,8	1,8	1,7	1,7	1,7	1,6
1,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	1,9	1,7	1,7	1,7	1,6	1,6	1,6	1,6	1,6
2,0	1,9	1,9	1,9	1,9	1,8	1,8	1,8	1,7	1,6	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5
4,0	1,6	1,6	1,6	1,6	1,6	1,6	1,5	1,5	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4
6,0	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4
8,0	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4
12,0	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4
24,0	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4

Таблица П2.12

$$g_{охл} = 20^{\circ}C$$

h, ч	М и Д								ДЦ							
	K_2 при значениях $K_1 = 0,25 \div 1,0$								K_2 при значениях $K_1 = 0,25 \div 1,0$							
	0,25	0,4	0,5	0,6	0,7	0,8	0,9	1,0	0,25	0,4	0,5	0,6	0,7	0,8	0,9	1,0
0,5	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	1,7	1,7	1,7	1,7	1,7	1,6	1,6	1,5
1,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	1,8	1,8	1,6	1,6	1,6	1,6	1,6	1,5	1,5	1,5
2,0	1,8	1,8	1,8	1,8	1,7	1,7	1,7	1,6	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,4	1,4	1,4
4,0	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4
6,0	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,3	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4
8,0	1,3	1,3	1,3	1,3	1,3	1,3	1,3	1,3	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4
12,0	1,3	1,3	1,3	1,3	1,3	1,3	1,3	1,3	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4
24,0	1,3	1,3	1,3	1,3	1,3	1,3	1,3	1,3	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4

Таблица П2.13

$$g_{охл} = 30^{\circ}\text{C}$$

h, ч	М и Д								ДЦ							
	K_2 при значениях $K_1 = 0,25 \div 1,0$								K_2 при значениях $K_1 = 0,25 \div 1,0$							
	0,25	0,4	0,5	0,6	0,7	0,8	0,9	1,0	0,25	0,4	0,5	0,6	0,7	0,8	0,9	1,0
0,5	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	1,9	1,7	1,6	1,6	1,6	1,6	1,5	1,5	1,5
1,0	2,0	2,0	2,0	2,0	1,9	1,9	1,8	1,7	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,4	1,4
2,0	1,8	1,7	1,7	1,7	1,6	1,6	1,5	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4
4,0	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,3	1,3	1,3	1,3	1,3	1,3	1,3	1,3	1,3	1,3	1,3
6,0	1,3	1,3	1,3	1,3	1,3	1,3	1,3	1,2	1,3	1,3	1,3	1,3	1,3	1,3	1,3	1,3
8,0	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2	1,3	1,3	1,3	1,3	1,3	1,3	1,3	1,3
12,0	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2	1,3	1,3	1,3	1,3	1,3	1,3	1,3	1,3
24,0	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2	1,3	1,3	1,3	1,3	1,3	1,3	1,3	1,3

Таблица П2.14

$$g_{охл} = 40^{\circ}\text{C}$$

h, ч	М и Д								ДЦ							
	K_2 при значениях $K_1 = 0,25 \div 1,0$								K_2 при значениях $K_1 = 0,25 \div 1,0$							
	0,25	0,4	0,5	0,6	0,7	0,8	0,9	1,0	0,25	0,4	0,5	0,6	0,7	0,8	0,9	1,0
0,5	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	1,9	1,7	1,6	1,6	1,5	1,5	1,5	1,5	1,4	1,4
1,0	2,0	1,9	1,9	1,9	1,8	1,7	1,6	1,4	1,5	1,5	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,3
2,0	1,6	1,6	1,6	1,5	1,5	1,4	1,3	1,3	1,4	1,4	1,3	1,3	1,3	1,3	1,3	1,3
4,0	1,3	1,3	1,3	1,3	1,2	1,2	1,2	1,2	1,3	1,3	1,3	1,3	1,3	1,3	1,3	1,2
6,0	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2	1,1	1,1	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2
8,0	1,2	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2
12,0	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2
24,0	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2

Таблица П2.15

$g_{охл}$	40	30	20	10	0	-10	-20
f	10,00	3,20	1,00	0,32	0,10	0,032	0,010

Таблица П2.16

М и Д, $h = 0,5$ ч

K_2	F при значениях $K_1 = 0,25 \div 1,0$ и $\vartheta_{\text{охл}} = 20^\circ\text{C}$								Допустимо до максимального значения $\vartheta_{\text{охл}}, ^\circ\text{C}$
	0,25	0,4	0,5	0,6	0,7	0,8	0,9	1,0	
1,0	0,00	0,00	0,01	0,01	0,03	0,08	0,28	1,00	
1,1	0,00	0,00	0,01	0,01	0,03	0,09	0,29	1,03	
1,2	0,00	0,00	0,01	0,01	0,03	0,09	0,30	1,08	
1,3	0,00	0,00	0,01	0,02	0,04	0,10	0,32	1,14	
1,4	0,00	0,00	0,01	0,02	0,04	0,12	0,36	1,23	
1,5	0,00	0,01	0,01	0,02	0,05	0,14	0,41	1,37	
1,6	0,01	0,01	0,02	0,03	0,07	0,18	0,50	1,60	
1,7	0,01	0,02	0,03	0,05	0,10	0,24	0,66	2,01	40
1,8	0,02	0,03	0,04	0,08	0,16	0,37	0,95	2,75	30
1,9	0,03	0,05	0,08	0,14	0,28	0,62	1,52	4,16	
2,0	0,06	0,09	0,15	0,27	0,52	1,12	2,65	6,96	+20 ÷ -20

Таблица П2.17

М и Д, $h = 1,0$ ч

K_2	F при значениях $K_1 = 0,25 \div 1,0$ и $\vartheta_{\text{охл}} = 20^\circ\text{C}$								Допустимо до максимального значения $\vartheta_{\text{охл}}, ^\circ\text{C}$
	0,25	0,4	0,5	0,6	0,7	0,8	0,9	1,0	
1,0	0,00	0,00	0,01	0,01	0,03	0,09	0,28	1,00	
1,1	0,00	0,00	0,01	0,02	0,04	0,10	0,31	1,07	
1,2	0,00	0,01	0,01	0,02	0,05	0,12	0,35	1,17	
1,3	0,00	0,01	0,01	0,03	0,06	0,15	0,41	1,34	
1,4	0,01	0,01	0,02	0,04	0,08	0,20	0,53	1,62	
1,5	0,01	0,02	0,04	0,07	0,13	0,30	0,74	2,14	
1,6	0,03	0,05	0,08	0,13	0,24	0,50	1,18	3,15	
1,7	0,06	0,10	0,16	0,26	0,47	0,95	2,12	5,27	30
1,8	0,14	0,23	0,35	0,57	1,02	1,98	4,24	9,99	20
1,9	0,34	0,54	0,81	1,32	2,33	4,47	9,29	21,08	10
2,0	0,85	1,33	2,00	3,23	5,66	10,72	21,92	48,52	0 ÷ -20

Таблица П2.18

М и Д, $h = 2,0$ ч

K_2	F при значениях $K_1 = 0,25 \div 1,0$ и $\vartheta_{\text{охл}} = 20^\circ\text{C}$								Допустимо до максимального значения $\vartheta_{\text{охл}}$, $^\circ\text{C}$
	0,25	0,4	0,5	0,6	0,7	0,8	0,9	1,0	
1,0	0,00	0,01	0,01	0,02	0,04	0,11	0,30	1,00	40
1,1	0,01	0,01	0,02	0,03	0,06	0,14	0,37	1,15	
1,2	0,01	0,02	0,03	0,05	0,09	0,20	0,49	1,43	
1,3	0,03	0,04	0,06	0,10	0,17	0,34	0,76	1,98	
1,4	0,07	0,10	0,15	0,22	0,37	0,67	1,37	3,20	
1,5	0,19	0,27	0,37	0,55	0,89	1,53	2,91	6,19	
1,6	0,53	0,75	1,03	1,51	2,35	3,94	7,14	14,13	
1,7	1,60	2,25	3,05	4,42	6,81	11,17	19,62	37,10	
1,8	5,12	7,15	9,67	13,89	21,19	34,33	59,12	108,63	
1,9	17,42	24,22	32,60	46,59	70,57	113,22	192,49	347,26	
2,0	62,71	86,91	116,64	166,00	250,09	398,50	671,30	1196,12	-20

Таблица П2.19

М и Д, $h = 4,0$ ч

K_2	F при значениях $K_1 = 0,25 \div 1,0$ и $\vartheta_{\text{охл}} = 20^\circ\text{C}$								Допустимо до максимального значения $\vartheta_{\text{охл}}$, $^\circ\text{C}$
	0,25	0,4	0,5	0,6	0,7	0,8	0,9	1,0	
1,0	0,02	0,02	0,03	0,05	0,08	0,15	0,35	1,00	
1,1	0,05	0,06	0,08	0,10	0,16	0,27	0,54	1,35	
1,2	0,13	1,17	0,21	0,27	0,38	0,60	1,05	2,19	40
1,3	0,42	0,52	0,64	0,82	1,11	1,60	2,53	4,56	30
1,4	1,47	1,81	2,19	2,76	3,64	5,06	7,48	12,07	20
1,5	5,62	6,87	8,23	10,26	13,32	18,06	25,71	38,91	10
1,6	23,39	28,38	33,83	41,83	53,69	71,63	99,64	145,34	0
1,7	105,50	127,41	151,16	185,77	236,48	312,00	427,32	609,42	-10
1,8	514,64	619,20	731,95	895,24	1132,51	1481,95	2007,52	2820,01	
1,9	2710,43	-	-	-	-	-	-	-	-20

Таблица П2.20

М и Д, $h = 6,0$ ч

K_2	F при значениях $K_1 = 0,25 \div 1,0$ и $\vartheta_{\text{охл}} = 20^\circ\text{C}$								Допустимо до максимального значения $\vartheta_{\text{охл}}$, $^\circ\text{C}$
	0,25	0,4	0,5	0,6	0,7	0,8	0,9	1,0	
1,0	0,05	0,06	0,07	0,09	0,13	0,21	0,40	1,00	
1,1	0,16	0,18	0,21	0,26	0,33	0,47	0,78	1,57	40
1,2	0,54	0,62	0,71	0,84	1,04	1,36	1,95	3,25	30
1,3	2,06	2,35	2,65	3,09	3,72	4,66	6,19	8,98	20
1,4	8,71	9,87	11,06	12,73	15,06	18,41	23,40	31,42	10
1,5	40,54	45,65	50,87	58,06	67,94	81,66	101,23	130,37	0
1,6	206,67	231,65	257,01	291,56	338,35	402,15	490,60	616,69	-10
1,7	1151,74	1286,19	1421,89	1605,36	1851,41	2182,39	2632,81	3257,83	-20

Таблица П2.21

М и Д, $h = 8,0$ ч

K_2	F при значениях $K_I = 0,25 \div 1,0$ и $\vartheta_{\text{охл}} = 20^\circ\text{C}$								Допустимо до максимального значения $\vartheta_{\text{охл}}$, $^\circ\text{C}$
	0,25	0,4	0,5	0,6	0,7	0,8	0,9	1,0	
1,0	0,10	0,11	0,13	0,15	0,19	0,27	0,46	1,00	
1,1	0,35	0,38	0,42	0,48	0,58	0,74	1,05	1,82	40
1,2	1,32	1,45	1,58	1,77	2,04	2,45	3,14	4,51	30
1,3	5,60	6,09	6,60	7,29	8,23	9,57	1156	14,90	20
1,4	26,26	28,43	30,59	33,50	37,37	42,60	49,92	60,75	10
1,5	135,86	146,44	156,87	170,67	188,75	212,56	244,47	288,69	0
1,6	773,21	830,37	886,32	959,63	1054,51	1177,25	1337,56	1551,16	-10
1,7	4829,31	5170,85	5503,17	5935,61	6489,97	7198,05	8106,93	9288,40	-20

Таблица П2.22

М и Д, $h = 12,0$ ч

K_2	F при значениях $K_I = 0,25 \div 1,0$ и $\vartheta_{\text{охл}} = 20^\circ\text{C}$								Допустимо до максимального значения $\vartheta_{\text{охл}}$, $^\circ\text{C}$
	0,25	0,4	0,5	0,6	0,7	0,8	0,9	1,0	
1,0	0,24	0,26	0,27	0,30	0,34	0,42	0,58	1,00	
1,1	0,90	0,95	1,00	1,07	1,18	1,35	1,66	2,32	40
1,2	3,75	3,93	4,11	4,36	4,70	5,19	5,95	7,33	30
1,3	17,43	18,19	18,93	19,92	21,22	22,97	25,43	29,21	20
1,4	89,83	93,38	96,82	101,29	107,04	114,48	124,34	138,05	10
1,5	511,56	530,19	548,05	570,96	599,94	636,53	683,28	744,56	0
									-10
1,6	3211,62	3320,44	3423,95	3555,60	3720,05	3924,32	4179,09	4501,39	-20

Таблица П2.23

М и Д, $h = 24,0$ ч

K_2	F при значениях $K_1 = 0,25 \div 1,0$ и $\vartheta_{\text{охл}} = 20^\circ\text{C}$	Допустимо до максимального значения $\vartheta_{\text{охл}}$, $^\circ\text{C}$
	0,25.....1,0	
1,0	1,00	
1,1	4,16	40
1,2	19,19	30
1,3	98,05	20
1,4	558,32	10
1,5	3443,15	0; -10
1,6	23584,81	-20

Таблица П2.24

ДЦ и Ц, $h = 0,5$ ч

K_2	F при значениях $K_1 = 0,25 \div 1,0$ и $\vartheta_{\text{охл}} = 20^\circ\text{C}$								Допустимо до максимального значения $\vartheta_{\text{охл}}$, $^\circ\text{C}$
	0,25	0,4	0,5	0,6	0,7	0,8	0,9	1,0	
1,0	0,00	0,00	0,00	0,01	0,02	0,07	0,23	1,00	
1,1	0,00	0,00	0,01	0,01	0,03	0,08	0,26	1,05	
1,2	0,01	0,01	0,01	0,02	0,04	0,10	0,31	1,15	
1,3	0,02	0,03	0,04	0,05	0,09	0,18	0,45	1,44	
1,4	0,06	0,08	0,11	0,16	0,25	0,45	0,92	2,33	40
1,5	0,19	0,26	0,36	0,52	0,80	1,35	2,51	5,35	30
									20
1,6	0,70	0,97	1,30	1,87	2,87	4,74	8,46	16,51	10
1,7	2,77	3,81	5,11	7,32	11,21	18,36	32,25	61,00	0
1,8	11,78	16,16	21,65	30,96	47,28	77,16	134,67	251,74	-10
1,9	53,94	73,89	98,82	141,06	214,96	349,82	608,26	1130,90	-20
2,0	265,79	363,58	485,64	692,05	-	-	-	-	

Таблица П2.25

ДЦ и Ц, $h = 1,0$ ч

K_2	F при значениях $K_I = 0,25 \div 1,0$ и $\vartheta_{\text{охл}} = 20^\circ\text{C}$								Допустимо до максимального значения $\vartheta_{\text{охл}}$, $^\circ\text{C}$
	0,25	0,4	0,5	0,6	0,7	0,8	0,9	1,0	
1,0	0,00	0,00	0,01	0,01	0,03	0,07	0,25	1,00	40
1,1	0,01	0,01	0,02	0,02	0,04	0,10	0,29	1,10	
1,2	0,02	0,03	0,04	0,06	0,10	0,18	0,43	1,36	
1,3	0,08	0,10	0,13	0,18	0,27	0,45	0,88	2,16	
1,4	0,28	0,37	0,47	0,65	0,94	1,46	2,51	4,99	
1,5	1,13	1,48	1,89	2,55	3,65	5,57	9,09	16,21	
1,6	5,00	6,49	8,27	11,12	15,81	23,82	38,11	65,19	
1,7	24,18	31,28	39,71	53,20	75,29	112,64	178,44	300,05	
1,8	127,89	165,03	208,95	279,03	393,23	585,25	920,85	1533,83	
1,9	740,19	952,86	1203,66	-	-	-	-	-	-20

Таблица П2.26

ДЦ и Ц, $h = 2,0$ ч

K_2	F при значениях $K_I = 0,25 \div 1,0$ и $\vartheta_{\text{охл}} = 20^\circ\text{C}$								Допустимо до максимального значения $\vartheta_{\text{охл}}$, $^\circ\text{C}$
	0,25	0,4	0,5	0,6	0,7	0,8	0,9	1,0	
1,0	0,01	0,01	0,02	0,03	0,04	0,09	0,27	1,00	40
1,1	0,04	0,04	0,05	0,07	0,10	0,18	0,40	1,22	
1,2	0,13	0,16	0,19	0,24	0,32	0,48	0,84	1,93	
1,3	0,54	0,65	0,77	0,96	1,25	1,73	2,62	4,64	
1,4	2,52	3,02	3,57	4,39	5,63	7,58	10,78	16,65	
1,5	13,20	15,72	18,50	22,62	28,76	38,12	52,90	77,48	
1,6	77,34	91,77	107,57	130,80	165,18	216,93	296,94	425,17	
1,7	506,38	598,80	699,60	847,07	1063,75	1387,02	1880,61	2657,17	

Таблица П2.27

ДЦ и Ц, $h = 4,0$ ч

K_2	F при значениях $K_I = 0,25 \div 1,0$ и $\vartheta_{\text{охл}} = 20^\circ\text{C}$								Допустимо до максимального значения $\vartheta_{\text{охл}}$, $^\circ\text{C}$
	0,25	0,4	0,5	0,6	0,7	0,8	0,9	1,0	
1,0	0,05	0,05	0,06	0,07	0,10	0,15	0,33	1,00	40 30 20; 10 0 -10 -20
1,1	0,19	0,22	0,24	0,28	0,33	0,44	0,69	1,51	
1,2	0,90	0,99	1,09	1,23	1,43	1,73	2,29	3,61	
1,3	4,79	5,24	5,71	6,37	7,27	8,56	10,51	13,92	
1,4	29,01	31,62	34,29	37,94	42,89	49,68	59,25	73,54	
1,5	200,28	217,46	234,88	258,47	290,10	332,68	390,78	472,31	
1,6	1572,93	1702,33	1832,74	2008,13	2241,25	2551,01	2966,17	3532,23	

Таблица П2.28

ДЦ и Ц, $h = 6,0$ ч

K_2	F при значениях $K_I = 0,25 \div 1,0$ и $\vartheta_{\text{охл}} = 20^\circ\text{C}$								Допустимо до максимального значения $\vartheta_{\text{охл}}$, $^\circ\text{C}$
	0,25	0,4	0,5	0,6	0,7	0,8	0,9	1,0	
1,0	0,11	0,12	0,13	0,14	0,17	0,22	0,39	1,00	40 30 20; 10 0; -10 -20
1,1	0,49	0,52	0,55	0,60	0,67	0,79	1,05	1,84	
1,2	2,50	2,64	2,79	2,99	3,26	3,66	4,32	5,71	
1,3	14,74	15,50	16,27	17,30	18,67	20,52	23,15	27,33	
1,4	99,59	104,40	109,16	115,45	123,66	134,41	148,73	168,69	
1,5	770,88	805,64	839,82	884,59	942,32	1016,50	1112,50	1239,20	
1,6	6825,27	7115,18	7398,46	7767,13	8238,09	8835,69	9595,43	10571,52	

Таблица П2.29

ДЦ и Ц, $h = 8,0$ ч

K_2	F при значениях $K_1 = 0,25 \div 1,0$ и $\vartheta_{\text{охл}} = 20^\circ\text{C}$							
	0,25	0,4	0,5	0,6	0,7	0,8	0,9	
1,0	0,18	0,19	0,20	0,22	0,24	0,30	0,45	
1,1	0,86	0,89	0,93	0,98	1,06	1,18	1,44	
1,2	4,62	4,78	4,95	5,18	5,49	5,92	6,62	
1,3	28,56	29,49	30,41	31,62	33,22	35,33	38,26	
1,4	202,97	208,99	214,87	222,56	232,45	245,18	261,78	
1,5	1654,79	1699,84	1743,63	1800,30	1872,33	1963,31	2078,77	2
1,6	15458,26	15848,37	16225,21	16709,73	17319,77	18080,70	19029,66	2

Таблица П2.30

ДЦ и Ц, $h = 12,0$ ч

K_2	F при значениях $K_1 = 0,25 \div 1,0$ и $\vartheta_{\text{охл}} = 20^\circ\text{C}$								Допустимо до максимального значения $\vartheta_{\text{охл}}$, $^\circ\text{C}$
	0,25	0,4	0,5	0,6	0,7	0,8	0,9	1,0	
1,0	0,35	0,36	0,37	0,38	0,41	0,45	0,58	1,00	40
1,1	1,68	1,72	1,76	1,81	1,89	2,01	2,24	2,85	
1,2	9,40	9,58	9,77	10,01	10,33	10,79	11,48	12,77	
1,3	60,56	61,59	62,59	63,91	65,64	67,89	70,96	75,52	30
1,4	448,15	454,88	461,44	469,94	480,80	494,65	512,53	536,41	20; 10
1,5	3805,84	3857,18	3906,78	3970,61	4051,12	4151,95	4278,64	4440,22	0; -10; -20

Таблица П2.31

ДЦ и Ц, $h = 24,0$ ч

K_2	F при значениях $K_1 = 0,25 \div 1,0$ и $\vartheta_{\text{охл}} = 20^\circ\text{C}$	Допустимо до максимального значения $\vartheta_{\text{охл}}$, $^\circ\text{C}$
	0,25.....1,0	
1,0	1,00	
1,1	5,11	
1,2	29,95	40
1,3	201,71	30
1,4	1557,91	20; 10
1,5	13787,33	0; -10; -20

5. Рекомендуемая литература

5.1. Перечень основной литературы:

1. Калинин, В. Ф. Надёжность систем электроснабжения : учебное пособие / В. Ф. Калинин, А. В. Кобелев, С. В. Кочергин. — Тамбов : Тамбовский государственный технический университет, ЭБС АСВ, 2011. — 81 с. — ISBN 978-5-8265-1042-1. — Текст : электронный // Электронно-библиотечная система IPR BOOKS : [сайт]. — URL: <http://www.iprbookshop.ru/64126.html>
2. Помогаев, Ю. М. Практикум по электроснабжению «Надежность и режимы» : учебное пособие / Ю. М. Помогаев, В. В. Картавцев, И. В. Лакомов. — Воронеж : Воронежский Государственный Аграрный Университет им. Императора Петра Первого, 2016. — 192 с. — ISBN 978-5-7267-0889-8. — Текст : электронный // Электронно-библиотечная система IPR BOOKS : [сайт]. — URL: <http://www.iprbookshop.ru/72737.html>.
3. Секретарев, Ю. А. Надежность электроснабжения : учебное пособие / Ю. А. Секретарев. — Новосибирск : Новосибирский государственный технический университет, 2010. — 105 с. — ISBN 978-5-7782-1517-7. — Текст : электронный // Электронно-библиотечная система IPR BOOKS : [сайт]. — URL: <http://www.iprbookshop.ru/45118.html>
4. Беляев, С. А. Надежность теплоэнергетического оборудования ТЭС : учебное пособие / С. А. Беляев, А. В. Воробьев, В. В. Литвак. — Томск : Томский политехнический университет, 2015. — 248 с. — ISBN 2227-8397. — Текст : электронный // Электронно-библиотечная система IPR BOOKS : [сайт]. — URL: <http://www.iprbookshop.ru/55198.html>

5.2. Перечень учебно-методического обеспечения самостоятельной работы обучающихся по дисциплине

1. Методические рекомендации для подготовки к практическим занятиям.
2. Методические рекомендации по организации самостоятельной работы студентов.
3. Методические рекомендации по выполнению контрольной работы.

5.3. Перечень ресурсов информационно-телекоммуникационной сети «Интернет», необходимых для освоения дисциплины

1. <http://www.biblioclub.ru> -ЭБС "Университетская библиотека онлайн"
2. <http://www.iprbookshop.ru/> - Электронно- библиотечная система IPRbooks

МИНИСТЕРСТВО НАУКИ И ВЫСШЕГО ОБРАЗОВАНИЯ РОССИЙСКОЙ
ФЕДЕРАЦИИ
Федеральное государственное автономное образовательное учреждение
высшего образования
«СЕВЕРО-КАВКАЗСКИЙ ФЕДЕРАЛЬНЫЙ УНИВЕРСИТЕТ»
Пятигорский институт (филиал) СКФУ

Методические указания
по выполнению контрольных работ по дисциплине
«НАДЕЖНОСТЬ ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ СИСТЕМ»
для студентов направления подготовки
13.03.02 Электроэнергетика и электротехника

Пятигорск 2026 г.

№ п/п	Содержание	Стр.
	Введение	
1.	Цель и задачи изучения дисциплины	
2.	Формулировка задания и ее объем	
3.	Общие требования к написанию и оформлению работы	
4.	Рекомендации по выполнению задания	
5.	План-график выполнения задания	
6.	Критерии оценивания работы	
7.	Порядок защиты работы	
8	Учебно-методическое и информационное обеспечение дисциплины	
8.1	Перечень основной и дополнительной литературы, необходимой для освоения дисциплины	
8.2	Перечень учебно-методического обеспечения самостоятельной работы обучающихся по дисциплине	
8.3	Перечень ресурсов информационно-телекоммуникационной сети Интернет, необходимых для освоения дисциплины	

Введение

Контрольная работа создаёт оптимальные дидактические условия для деятельностного освоения студентами содержания и методологии изучаемой дисциплины «Физика». Контрольные работы проводятся с целью выработки практических умений и приобретения навыков в решении задач, отработки упражнений, выполнении чертежей, производстве расчётов и т.п.

Целью контрольных работ является формирование практических умений – профессиональных (выполнять определённые действия, операции, необходимые в последующем в профессиональной деятельности) или учебных, необходимых в последующей учебной деятельности по общепрофессиональным и профессиональным дисциплинам.

Библиографический список содержит сведения о справочной литературе и дополнительных изданиях, необходимых для углубленного изучения отдельных вопросов.

1. Цель и задачи изучения дисциплины

Целью дисциплины «Надежность электроэнергетических систем» является ознакомление студентов, специализирующихся в области передачи и распределения электрической энергии, с основными понятиями и определениями из теории надежности, показателями надежности систем электроснабжения и их элементов, с понятием об оптимальной надежности и принципами нормирования надежности, понятием об ущербе от перерыва электроснабжения, а также с математическими моделями надежности систем электроснабжения и с методами их исследования.

Задачи изучения дисциплины заключаются в развитии навыков и умения выбирать и оценивать с точки зрения надежности различные схемы электроснабжения промышленных предприятий и установок.

2. Место дисциплины в структуре образовательной программы

Дисциплина «Надежность электроэнергетических систем» относится к дисциплинам обязательной части учебного плана Б1.В.01- Б1.В.16.06 ОП ВО подготовки бакалавра по направлению 13.03.02 Электроэнергетика и электротехника. Её освоение происходит в 6 семестре.

3. Перечень планируемых результатов обучения по дисциплине, соотнесённых с планируемыми результатами освоения образовательной программы

Код, формулировка компетенции	Код, формулировка индикатора	Планируемые результаты обучения по дисциплине (модулю), характеризующие этапы формирования компетенций, индикаторов
ПК-1 Способен участвовать в проектировании систем электроснабжения.	ИД-5 ПК-1 Демонстрирует понимание взаимосвязи задач проектирования и эксплуатации систем электроснабжения.	Знает Общую характеристику надёжности электроэнергетических систем; Назначение показателей надёжности; О применении основных положений и методов теории надежности к электроэнергетическим системам. Умеет На практике применять оценки надежности ЭЭС; Выбирать состав оборудования и оценивать надежность работы. Владеет методами расчета показателей надежности ЭЭС; Методами анализа поведения электроэнергетических систем.

2. Формулировка задания и ее объем

В задании используются следующие показатели надёжности системы электроснабжения конкретного потребителя:

T - среднее время безотказной работы;

T_v - среднее время восстановления работоспособного состояния; μ_i - интенсивность восстановления элементов;

q_i - вероятность отказов элементов.

Рассчитать в общем виде логико-вероятностным методом показатели надёжности T и T_v системы электроснабжения конкретного потребителя в схемах электроснабжения, приведенных на рис.1 и рис.2. Номер потребителя ($B_0, B_1, \dots, B_9$) выбирается по последней цифре шифра. При этом студенты у которых получается четная сумма двух последних цифр шифра выбирают номер потребителя по рис.1, а те у которых она нечетная - по рис.2. Показатели надёжности элементов системы электроснабжения (q_i и μ_i) заданы.

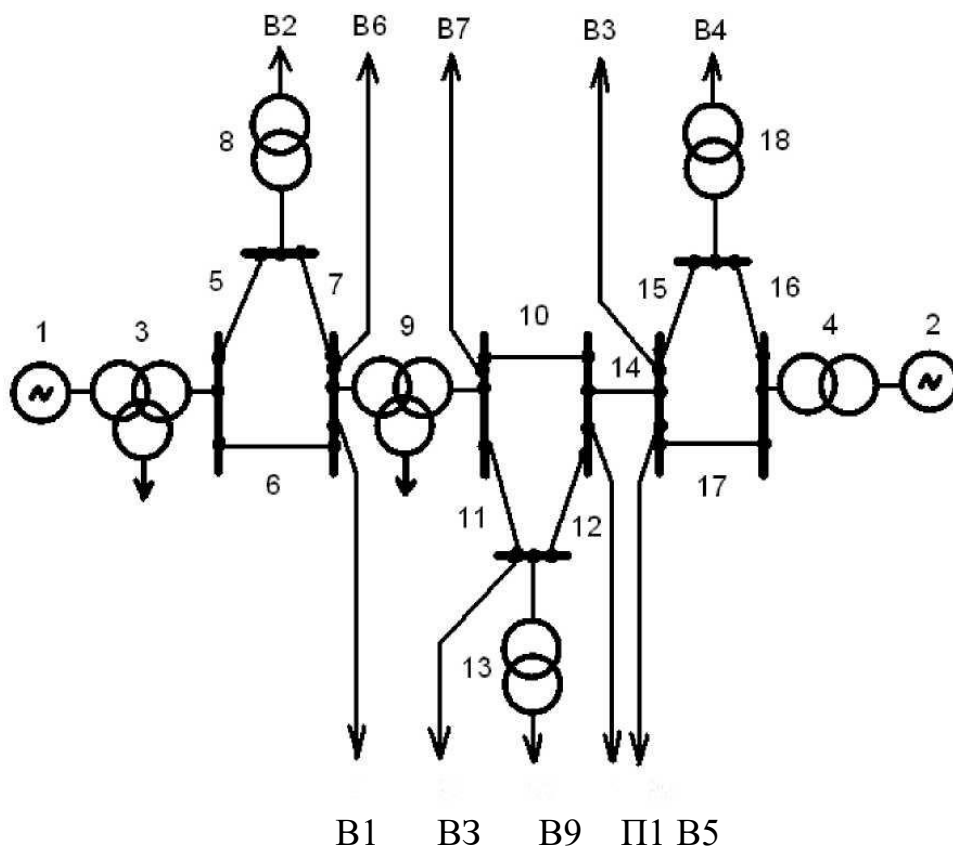


Рис. 1. Схема системы электроснабжения потребителей по вариантам

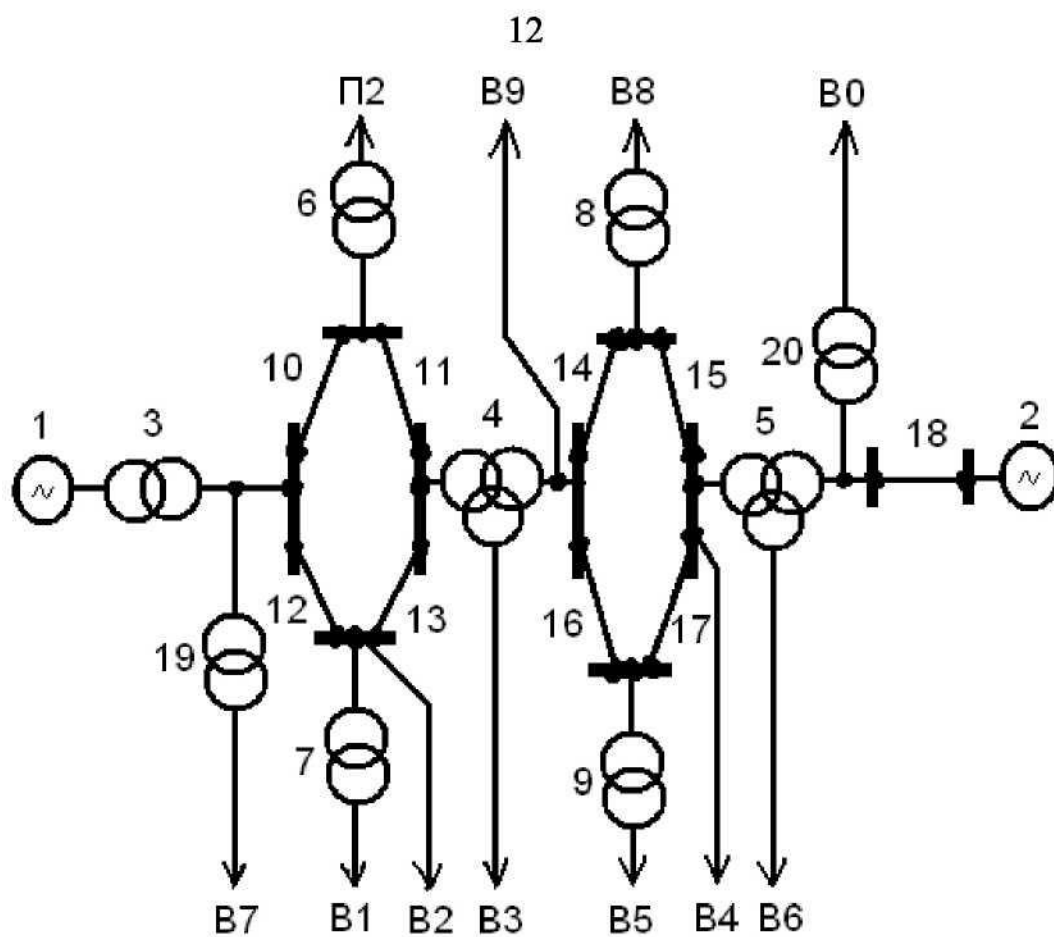


Рис. 2. Схема системы электроснабжения потребителей по вариантам

Порядок решения задания

1. Определить условия работоспособности (F) конкретного потребителя.
2. Определить условия неработоспособности (F) конкретного потребителя.
3. Найти приближенное значение функции неработоспособности $[F]$ конкретного потребителя.
4. Найти приближенный вероятностный полином (g) для системы электроснабжения конкретного потребителя.
5. Определить частные производные приближенного полинома

$$\frac{\partial \tilde{Q}}{\partial q_i} q_i \mu_i$$

6. Определить среднее время восстановления электроснабжения конкретного потребителя

$$\tilde{T}_v = \frac{\tilde{Q}}{\sum \frac{\partial \tilde{Q}}{\partial q_i} \cdot q_i \cdot \mu_i}$$

7. Определить среднее время безотказной работы системы конкретного потребителя

$$\tilde{T} = \frac{1 - \tilde{Q}}{\sum \frac{\partial \tilde{Q}}{\partial q_i} \cdot q_i \cdot \mu_i} \quad .$$

3. Общие требования к написанию и оформлению работы

Основные требования к работе

При выполнении и оформлении контрольной по ГОСТу надо учитывать общие требования, которые предъявляются к работе:

- студент должен придерживаться заданной тематики;
- запрещено менять тему самостоятельно без обращения к преподавателю;
- при оформлении работы нужно учитывать нормы и ГОСТы;
- контрольная выполняется на основании не менее семи источников, выбранных автором;
- работа должна быть авторской, в ней должны содержаться собственные выводы студента;
- текст контрольной должен иметь объем не менее 7 листов.

Оформление по ГОСТу текста контрольной

Когда работа выполнена, ее необходимо привести в соответствующий вид согласно ГОСТам:

- контрольную набирают в Word или другом текстовом редакторе с аналогичным функционалом;
- при наборе нужно использовать шрифт Times New Roman;
- интервал между строк — полуторный;
- размер шрифта — 14;
- текст выравнивается по ширине;
- в тексте делают красные строки с отступом в 12,5 мм;
- нижнее и верхнее поля страницы должны иметь отступ в 20 мм;
- слева отступ составляет 30 мм, справа — 15 мм;
- контрольная всегда нумеруется с первого листа, но на титульном листе номер не ставят;
- номер страницы в работе всегда выставляется в верхнем правом углу;
- заголовки работы оформляются жирным шрифтом;
- в конце заголовков точка не предусмотрена;
- заголовки набираются прописными буквами;
- все пункты и разделы в работе должны быть пронумерованы арабскими цифрами;
- названия разделов размещаются посередине строки, подразделы – с левого края;

- работа распечатывается в принтере на листах А4;
- текст должен располагаться только на одной стороне листа.

Работа имеет такую структуру:

1. Титульный лист;
2. Оглавление и введение;
3. Основной текст и расчет контрольной;
4. Заключительная часть работы;
5. Перечень использованной литературы и источников;
6. Дополнения и приложения.

Если в работе есть приложения, о них надо упоминать в оглавлении.

Ссылки нумеруются арабскими цифрами, при этом учитывают структуру работы (разделы и подразделы).

4. Рекомендации по выполнению задания

Примеры нахождения показателей надёжности

Получить по схеме рис.3, (рис.4) условия безотказной работы и условия отказа конкретного потребителя Ш (П2) . Определить среднее время восстановления электроснабжения потребителя (T_v). Определить среднее время безотказной работы системы электроснабжения потребителя (T).

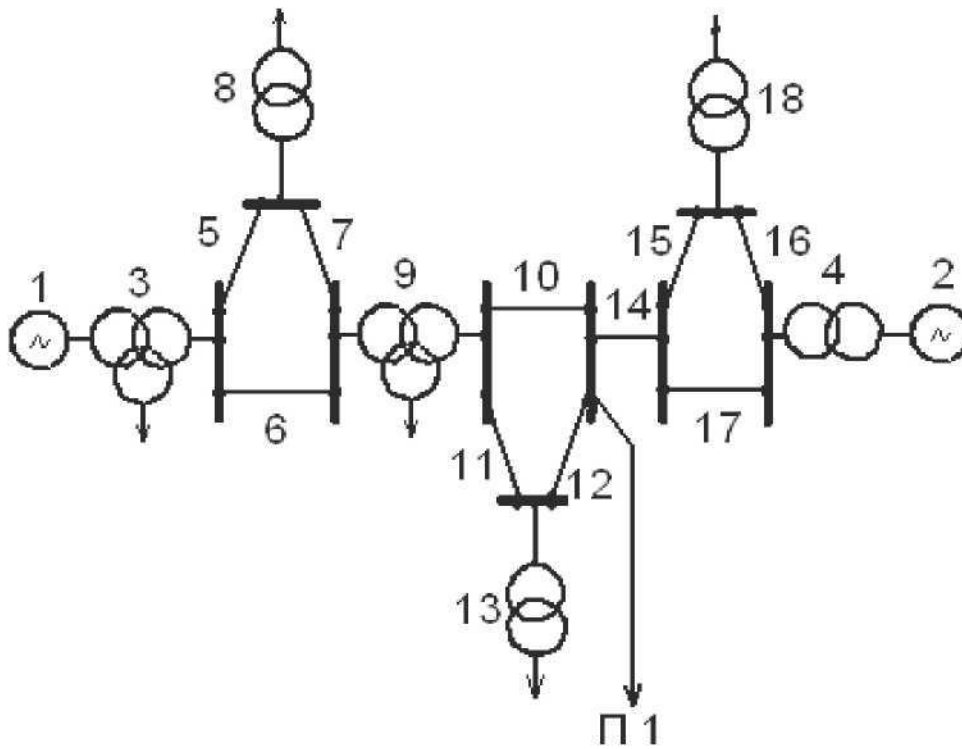


Рис.3. Схема системы электроснабжения потребителя III

Решение

1. Определяем условия работоспособности потребителя III

$$F_{П1} = \begin{vmatrix} 1 \cdot 3 \cdot 5 \cdot 7 \cdot 9 \cdot 10 \\ 1 \cdot 3 \cdot 6 \cdot 9 \cdot 10 \\ 1 \cdot 3 \cdot 5 \cdot 7 \cdot 9 \cdot 11 \cdot 12 \\ 1 \cdot 3 \cdot 6 \cdot 9 \cdot 11 \cdot 12 \\ 2 \cdot 4 \cdot 16 \cdot 15 \cdot 14 \\ 2 \cdot 4 \cdot 17 \cdot 14 \end{vmatrix} .$$

2. Определим условия неработоспособности потребителя Ш

$$\bar{F}_{m1} = \begin{vmatrix} \bar{1} \cdot \bar{2} \\ \bar{1} \cdot \bar{4} \\ \bar{1} \cdot \bar{14} \\ \bar{3} \cdot \bar{2} \\ \bar{3} \cdot \bar{4} \\ \bar{3} \cdot \bar{14} \\ \bar{9} \cdot \bar{2} \\ \bar{9} \cdot \bar{4} \\ \bar{9} \cdot \bar{14} \end{vmatrix} + \begin{vmatrix} \bar{1} \cdot \bar{16} \cdot \bar{17} \\ \bar{1} \cdot \bar{15} \cdot \bar{17} \\ \bar{3} \cdot \bar{16} \cdot \bar{17} \\ \bar{3} \cdot \bar{15} \cdot \bar{17} \\ \bar{9} \cdot \bar{16} \cdot \bar{17} \\ \bar{9} \cdot \bar{15} \cdot \bar{17} \\ \bar{2} \cdot \bar{5} \cdot \bar{6} \\ \bar{2} \cdot \bar{6} \cdot \bar{7} \\ \bar{2} \cdot \bar{10} \cdot \bar{11} \\ \bar{2} \cdot \bar{10} \cdot \bar{12} \\ \bar{4} \cdot \bar{5} \cdot \bar{6} \\ \bar{4} \cdot \bar{6} \cdot \bar{7} \\ \bar{4} \cdot \bar{10} \cdot \bar{12} \\ \bar{4} \cdot \bar{10} \cdot \bar{11} \\ \bar{14} \cdot \bar{5} \cdot \bar{6} \\ \bar{14} \cdot \bar{6} \cdot \bar{7} \\ \bar{14} \cdot \bar{10} \cdot \bar{11} \\ \bar{14} \cdot \bar{10} \cdot \bar{12} \end{vmatrix} + \begin{vmatrix} \bar{5} \cdot \bar{6} \cdot \bar{16} \cdot \bar{17} \\ \bar{5} \cdot \bar{6} \cdot \bar{15} \cdot \bar{17} \\ \bar{6} \cdot \bar{7} \cdot \bar{16} \cdot \bar{17} \\ \bar{6} \cdot \bar{7} \cdot \bar{15} \cdot \bar{17} \\ \bar{10} \cdot \bar{12} \cdot \bar{16} \cdot \bar{17} \\ \bar{10} \cdot \bar{12} \cdot \bar{15} \cdot \bar{17} \\ \bar{10} \cdot \bar{11} \cdot \bar{16} \cdot \bar{17} \\ \bar{10} \cdot \bar{11} \cdot \bar{15} \cdot \bar{17} \end{vmatrix}$$

3. Находим приближенное значение функции неработоспособности потребителя Ш

$$\tilde{F}\Pi_1 = \begin{vmatrix} \overline{1} \cdot \overline{2} \\ \overline{1} \cdot \overline{4} \\ \overline{1} \cdot \overline{14} \\ \overline{3} \cdot \overline{2} \\ \overline{3} \cdot \overline{4} \\ \overline{3} \cdot \overline{14} \\ \overline{9} \cdot \overline{2} \\ \overline{9} \cdot \overline{4} \\ \overline{9} \cdot \overline{14} \end{vmatrix}.$$

4. Находим приближенный вероятностный полином для системы электроснабжения потребителя III

$$\tilde{Q}\Pi_1 = \begin{vmatrix} q_1 \cdot q_2 \\ q_1 \cdot q_4 \\ q_1 \cdot q_{14} \\ q_3 \cdot q_2 \\ q_3 \cdot q_4 \\ q_3 \cdot q_{14} \\ q_9 \cdot q_2 \\ q_9 \cdot q_4 \\ q_9 \cdot q_{14} \end{vmatrix},$$

где вероятность отказа элементов системы

$$P(\overline{1}) = q_1; P(\overline{2}) = q_2; P(\overline{3}) = q_3; P(\overline{4}) = q_4; P(\overline{9}) = q_9; P(\overline{14}) = q_{14}; P(\overline{1} \cdot \overline{2}) = q_1 q_2 \text{ и т. д.}$$

5. Определяем частные производные приближенного полинома

$$\frac{\partial \tilde{Q}_{\pi_1}}{\partial q_1} q_1 \mu_1 = (q_2 + q_4 + q_{14}) q_1 \mu_1 ;$$

$$\frac{\partial \tilde{Q}_{\pi_1}}{\partial q_2} q_2 \mu_2 = (q_1 + q_3 + q_9) q_2 \mu_2 ;$$

$$\frac{\partial \tilde{Q}_{\pi_1}}{\partial q_3} q_3 \mu_3 = (q_2 + q_4 + q_{14}) q_3 \mu_3 ;$$

$$\frac{\partial \tilde{Q}_{\pi_1}}{\partial q_4} q_4 \mu_4 = (q_1 + q_3 + q_9) q_4 \mu_4 ;$$

$$\frac{\partial \tilde{Q}_{\pi 1}}{\partial q_9} q_9 \mu_9 = (q_2 + q_4 + q_{14}) q_9 \mu_9 ;$$

$$\frac{\partial \tilde{Q}_{\pi 1}}{\partial q_{14}} q_{14} \mu_{14} = (q_1 + q_3 + q_9) q_{14} \mu_{14} .$$

6. Определяем среднее время восстановления электроснабжения потребителя III по приближенному полиному Q_m

$$\tilde{T}_в = \frac{\tilde{Q}_{\pi 1}}{\sum \frac{\partial \tilde{Q}_{\pi 1}}{\partial q_i} \cdot q_i \cdot \mu_i} = \frac{(q_1 + q_3 + q_9)(q_2 + q_4 + q_{14})}{(q_1 + q_3 + q_9)(q_2 \mu_2 + q_4 \mu_4 + q_{14} \mu_{14}) + (q_2 + q_4 + q_{14})(q_1 \mu_1 + q_3 \mu_3 + q_9 \mu_9)} .$$

7. Определяем среднее время безотказной работы системы электроснабжения потребителя III

$$\tilde{T} = \frac{1 - \tilde{Q}_{\pi 1}}{\sum \frac{\partial \tilde{Q}_{\pi 1}}{\partial q_i} \cdot q_i \cdot \mu_i} = \frac{1 - (q_1 + q_3 + q_9)(q_2 + q_4 + q_{14})}{(q_1 + q_3 + q_9)(q_2 \mu_2 + q_4 \mu_4 + q_{14} \mu_{14}) + (q_2 + q_4 + q_{14})(q_1 \mu_1 + q_3 \mu_3 + q_9 \mu_9)} .$$

8. При равновероятностных значениях отказа элементов системы электроснабжения $q_i = q$ и интенсивности восстановления элементов системы электроснабжения $\mu_i = \mu$ среднее время восстановления электроснабжения потребителя III и среднее время безотказной работы системы электроснабжения потребителя III будет определяться по выражению

$$\tilde{T}_в = \frac{9 q^2}{9 q^2 \mu + 9 q^2 \mu} = \frac{9 q^2}{18 q^2 \mu} = \frac{1}{2 \mu} ;$$

$$\tilde{T} = \frac{1 - 9 q^2}{9 q^2 \mu + 9 q^2 \mu} = \frac{1 - 9 q^2}{18 q^2 \mu} .$$

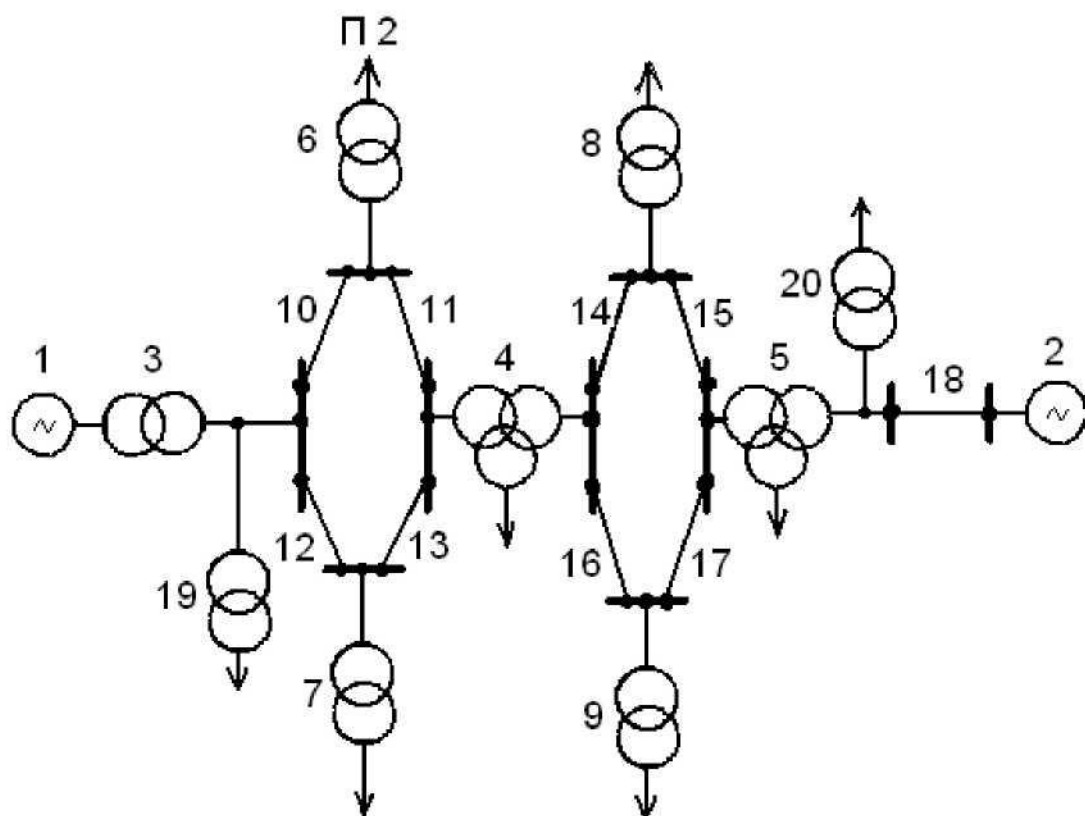


Рис.4. Схема системы электроснабжения потребителя П2

Решение

1. Условие работоспособности потребителя П2

$$F_{П2} = \begin{vmatrix} 1 \cdot 3 \cdot 10 \cdot 6 \\ 1 \cdot 3 \cdot 12 \cdot 13 \cdot 11 \cdot 6 \\ 2 \cdot 18 \cdot 5 \cdot 15 \cdot 14 \cdot 4 \cdot 11 \cdot 6 \\ 2 \cdot 18 \cdot 5 \cdot 17 \cdot 16 \cdot 4 \cdot 11 \cdot 6 \\ 2 \cdot 18 \cdot 5 \cdot 15 \cdot 14 \cdot 4 \cdot 13 \cdot 12 \cdot 10 \cdot 6 \\ 2 \cdot 18 \cdot 5 \cdot 17 \cdot 16 \cdot 4 \cdot 13 \cdot 12 \cdot 10 \cdot 6 \end{vmatrix} .$$

2. Условие неработоспособности потребителя П2

$$\bar{F}_{П2} = \left| \bar{6} \right| + \left| \begin{array}{c} \bar{1} \cdot \bar{2} \\ \bar{1} \cdot \bar{5} \\ \bar{1} \cdot \bar{4} \\ \bar{1} \cdot \bar{18} \\ \bar{3} \cdot \bar{2} \\ \bar{3} \cdot \bar{18} \\ \bar{3} \cdot \bar{5} \\ \bar{3} \cdot \bar{4} \\ \bar{10} \cdot \bar{1} \bar{1} \end{array} \right| + \left| \begin{array}{c} \bar{1} \cdot \bar{15} \cdot \bar{17} \\ \bar{1} \cdot \bar{14} \cdot \bar{16} \\ \bar{1} \cdot \bar{15} \cdot \bar{16} \\ \bar{1} \cdot \bar{17} \cdot \bar{14} \\ \bar{1} \cdot \bar{11} \cdot \bar{13} \\ \bar{1} \cdot \bar{11} \cdot \bar{12} \\ \bar{3} \cdot \bar{15} \cdot \bar{17} \\ \bar{3} \cdot \bar{14} \cdot \bar{16} \\ \bar{3} \cdot \bar{15} \cdot \bar{16} \\ \bar{3} \cdot \bar{17} \cdot \bar{14} \end{array} \right| + \left| \begin{array}{c} \bar{3} \cdot \bar{11} \cdot \bar{12} \\ \bar{3} \cdot \bar{11} \cdot \bar{13} \\ \bar{2} \cdot \bar{10} \cdot \bar{12} \\ \bar{2} \cdot \bar{10} \cdot \bar{13} \\ \bar{18} \cdot \bar{10} \cdot \bar{12} \\ \bar{18} \cdot \bar{10} \cdot \bar{13} \\ \bar{5} \cdot \bar{10} \cdot \bar{12} \\ \bar{5} \cdot \bar{10} \cdot \bar{13} \\ \bar{4} \cdot \bar{10} \cdot \bar{12} \\ \bar{4} \cdot \bar{10} \cdot \bar{13} \end{array} \right| + \left| \begin{array}{c} \bar{10} \cdot \bar{12} \cdot \bar{15} \cdot \bar{17} \\ \bar{10} \cdot \bar{12} \cdot \bar{15} \cdot \bar{16} \\ \bar{10} \cdot \bar{12} \cdot \bar{14} \cdot \bar{17} \\ \bar{10} \cdot \bar{12} \cdot \bar{14} \cdot \bar{16} \\ \bar{10} \cdot \bar{13} \cdot \bar{15} \cdot \bar{17} \\ \bar{10} \cdot \bar{13} \cdot \bar{15} \cdot \bar{16} \\ \bar{10} \cdot \bar{13} \cdot \bar{14} \cdot \bar{17} \\ \bar{10} \cdot \bar{13} \cdot \bar{14} \cdot \bar{16} \end{array} \right|.$$

3. Находим приближенное значение функции неработоспособности потребителя П2

$$\bar{\bar{F}}_{П2} = \left| \bar{6} \right| + \left| \begin{array}{c} \bar{1} \cdot \bar{2} \\ \bar{1} \cdot \bar{18} \\ \bar{1} \cdot \bar{5} \\ \bar{1} \cdot \bar{4} \\ \bar{3} \cdot \bar{2} \\ \bar{3} \cdot \bar{18} \\ \bar{3} \cdot \bar{5} \\ \bar{3} \cdot \bar{4} \\ \bar{10} \cdot \bar{1} \bar{1} \end{array} \right|.$$

4. Находим приближенный вероятностный полином для системы электроснабжения потребителя П2

$$\tilde{Q}_{\Pi 2} = |q_6| + \begin{vmatrix} q_1 q_2 \\ q_1 q_{18} \\ q_1 q_5 \\ q_1 q_4 \\ q_3 q_2 \\ q_3 q_{18} \\ q_3 q_5 \\ q_3 q_4 \\ q_{10} q_{11} \end{vmatrix} ,$$

где вероятность отказа элементов системы

$$P(\bar{1})=q_1; P(\bar{2})=q_2; P(\bar{3})=q_3; P(\bar{4})=q_4; P(\bar{5})=q_5; P(\bar{10})=q_{10}; P(\bar{11})=q_{11}; P(\bar{18})=q_{18}; P(\bar{6})=q_6; P(\bar{1} \cdot \bar{2})=q_1 q_2$$

5. Определяем частные производные приближенного полинома

$$\frac{\partial \tilde{Q}_{\Pi 2}}{\partial q_6} q_6 \mu_6 = q_6 \mu_6 ;$$

$$\frac{\partial \tilde{Q}_{\Pi 2}}{\partial q_1} q_1 \mu_1 = (q_2 + q_4 + q_5 + q_{18}) q_1 \mu_1 ;$$

$$\frac{\partial \tilde{Q}_{\Pi 2}}{\partial q_2} q_2 \mu_2 = (q_1 + q_3) q_2 \mu_2 ;$$

$$\frac{\partial \tilde{Q}_{\Pi 2}}{\partial q_3} q_3 \mu_3 = (q_2 + q_4 + q_5 + q_{18}) q_3 \mu_3 ;$$

$$\frac{\partial \tilde{Q}_{\Pi 2}}{\partial q_4} q_4 \mu_4 = (q_1 + q_3) q_4 \mu_4 ;$$

$$\frac{\partial \tilde{Q}_{\Pi 2}}{\partial q_5} q_5 \mu_5 = (q_1 + q_3) q_5 \mu_5 ;$$

$$\frac{\partial \tilde{Q}_{\Pi 2}}{\partial q_{18}} q_{18} \mu_{18} = (q_1 + q_3) q_{18} \mu_{18} ;$$

$$\frac{\partial \tilde{Q}_{\pi 2}}{\partial q_{10}} q_{10} \mu_{10} = q_{11} q_{10} \mu_{10} ;$$

$$\frac{\partial \tilde{Q}_{\pi 2}}{\partial q_{11}} q_{11} \mu_{11} = q_{10} q_{11} \mu_{11} .$$

6. Определяем среднее время восстановления электроснабжения потребителя П2 по приближенному полиному 0μ

$$\tilde{T}_6 = \frac{\tilde{Q}_{\pi 2}}{\sum \frac{\partial \tilde{Q}_{\pi 2}}{\partial q_i} \cdot q_i \cdot \mu_i} = \frac{q_6 + (q_1 + q_3)(q_2 + q_4 + q_5 + q_{18}) + q_{10} q_{11}}{q_6 \mu_6 + (q_2 + q_4 + q_5 + q_{18})(q_1 \mu_1 + q_3 \mu_3) + (q_1 + q_3)(q_2 \mu_2 + q_4 \mu_4 + q_5 \mu_5 + q_{18} \mu_{18}) + q_{11} q_{10} \mu_{10} + q_{10} q_{11} \mu_{11}}$$

7. Определяем среднее время безотказной работы системы электроснабжения потребителя П2

$$\tilde{T} = \frac{1 - \tilde{Q}_{\pi 2}}{\sum \frac{\partial \tilde{Q}_{\pi 2}}{\partial q_i} \cdot q_i \cdot \mu_i} = \frac{1 - [q_6 + (q_1 + q_3)(q_2 + q_4 + q_5 + q_{18}) + q_{10} q_{11}]}{q_6 \mu_6 + (q_2 + q_4 + q_5 + q_{18})(q_1 \mu_1 + q_3 \mu_3) + (q_1 + q_3)(q_2 \mu_2 + q_4 \mu_4 + q_5 \mu_5 + q_{18} \mu_{18}) + q_{11} q_{10} \mu_{10} + q_{10} q_{11} \mu_{11}}$$

8. При равновероятностных значениях отказа элементов системы электроснабжения $q_i = q$ и интенсивности восстановления элементов системы электроснабжения $\mu_i = \mu$ среднее время восстановления электроснабжения потребителя П2 и среднее время безотказной работы системы электроснабжения потребителя П2 будет определяться по выражению

$$\tilde{T}_6 = \frac{q + 9q^2}{q\mu + 4q(2q\mu) + 2q(4q\mu) + 2q^2\mu} = \frac{q(1 + 9q)}{q\mu + 18q^2\mu} = \frac{1 + 9q}{\mu(1 + 18q)} ;$$

$$\tilde{T} = \frac{1 - (q + 9q^2)}{q\mu(1 + 18q)} = \frac{1 - q - 9q^2}{q\mu(1 + 18q)} .$$

9. Более простое решение этой задачи - воспользоваться расчетами по еще более приближенному значению функции неработоспособности потребителя П2

$$\tilde{\tilde{F}}_{П2} = |\bar{6}| ,$$

где сечение 6 - это самый важный элемент в системе питания потребителя П2 и входит в матрицу самого низкого ранга.

10. Определяем более приближенный вероятностный полином более приближенной функции неработоспособности потребителя П2

$$\tilde{\tilde{Q}}_{П2} = |q_6| .$$

11. Определяем среднее время восстановления электроснабжения потребителя П2 по более приближенному полиному *yn 2*

$$\tilde{\tilde{T}}_в = \frac{\tilde{\tilde{Q}}_{П2}}{\sum \frac{\partial \tilde{\tilde{Q}}_{П2}}{\partial q_i} \cdot q_i \cdot \mu_i} = \frac{q_6}{q_6 \cdot \mu_6} = \frac{1}{\mu_6}$$

12. Определяем среднее время безотказной работы системы электроснабжения потребителя П2

$$\tilde{\tilde{T}} = \frac{1 - \tilde{\tilde{Q}}_{П2}}{\sum \frac{\partial \tilde{\tilde{Q}}_{П2}}{\partial q_i} \cdot q_i \cdot \mu_i} = \frac{1 - q_6}{q_6 \cdot \mu_6} .$$

5. План-график выполнения задания

Работа над расчетно-графической работой может быть представлена в виде выполнения следующих этапов:

№	Наименование этапа	Сроки выполнения
---	--------------------	------------------

п/п		
1.	Получения задания	На первом практическом занятии
2.	Первичная консультация с преподавателем	На первом практическом занятии
3.	Работа с информационными источниками	В течении семестра
4.	Написание контрольной работы	В течении семестра
5.	Предоставление контрольной работы на кафедру	В течении семестра
6.	Защита контрольной работы	На последнем практическом занятии

6. Критерии оценивания работы

В целях повышения качества выполняемых расчетно-графических работ преподаватель руководствуется следующими критериями оценивания письменных работ студентов.

Оценка «зачтено (отлично)» выставляется, если студент:

- представил расчетно-графическую работу в установленный срок и оформил ее в строгом соответствии с изложенными требованиями;
- использовал рекомендованную и дополнительную учебную и страноведческую литературу;
- при выполнении упражнений показал высокий уровень знания лексико-грамматического и страноведческого материала по заданной тематике, проявил творческий подход при ответе на вопросы, умение глубоко анализировать проблему и делать обобщающие выводы;
- выполнил работу грамотно с точки зрения поставленной задачи, т.е. без ошибок и недочетов или допустил не более одного недочета.

Оценка «зачтено (хорошо)» выставляется, если студент:

- представил расчетно-графическую работу в установленный срок и оформил ее в соответствии с изложенными требованиями;
- использовал рекомендованную и дополнительную литературу;
- при выполнении упражнений показал хороший уровень знания лексико-грамматического и страноведческого материала по заданной тематике, практически

правильно сформулировал ответы на поставленные вопросы, представил общее знание информации по проблеме;

– выполнил работу полностью, но допустил в ней: а) не более одной негрубой ошибки и одного недочета б) или не более двух недочетов.

Оценка «зачтено (удовлетворительно)» выставляется, если студент:

– представил работу в установленный срок, при оформлении работы допустил незначительные отклонения от изложенных требований;

– показал достаточные знания по основным темам контрольной работы;

– использовал рекомендованную литературу;

– выполнил не менее половины работы или допустил в ней а) не более двух грубых ошибок, б) или не более одной грубой ошибки и одного недочета, в) или не более двух-трех негрубых ошибок, г) или одной негрубой ошибки и трех недочетов, д) или при отсутствии ошибок, но при наличии 4-5 недочетов.

Оценка «незачтено (неудовлетворительно)» выставляется:

- когда число ошибок и недочетов превосходит норму, при которой может быть выставлена оценка «зачтено (удовлетворительно)» или если правильно выполнено менее половины работы;
- если студент не приступал к выполнению работы или правильно выполнил не более 10 процентов всех заданий.

7. Порядок защиты работы

Написанная студентом расчетно-графическая работа сдается на кафедру в срок для рецензирования. Студент защищает расчетно-графическую работу до экзамена (зачета) перед преподавателем. Без защиты РГР студент к экзамену (зачету) не допускается.

Работа не допускается к защите, если она не носит самостоятельного характера, списана из литературных источников или у других авторов, если основные вопросы не раскрыты, изложены схематично, фрагментарно, в тексте содержатся ошибки, научный аппарат оформлен неправильно, текст написан небрежно.

В ходе защиты контрольной работы задача студента — показать углубленное понимание вопросов конкретной темы, хорошее владение материалом по теме.

Защита расчетно-графической работы может проходить в различных формах по усмотрению преподавателя:

- в форме индивидуальной беседы студента с руководителем по основным положениям работы;
- в форме индивидуальной защиты в присутствии всей группы студентов;
- в форме групповой защиты – одновременной защиты контрольной работы по одному направлению. В этом случае каждый следит за ходом рассуждений товарищей, дополняет, уточняет их, что, несомненно, усиливает работу мысли и способствует развитию экономического мышления.

Любая форма защиты контрольной работы учит отстаивать свою точку зрения, убедительно аргументировать ее, что способствует перерастанию знаний в убеждения.

Список литературы

8. Перечень основной и дополнительной литературы, необходимой для освоения дисциплины

8.1.1. Перечень основной литературы:

1. Калинин, В. Ф. Надёжность систем электроснабжения : учебное пособие / В. Ф. Калинин, А. В. Кобелев, С. В. Кочергин. — Тамбов : Тамбовский государственный технический университет, ЭБС АСВ, 2011. — 81 с. — ISBN 978-5-8265-1042-1. — Текст : электронный // Электронно-библиотечная система IPR BOOKS : [сайт]. — URL: <http://www.iprbookshop.ru/64126.html>
2. Помогаев, Ю. М. Практикум по электроснабжению «Надёжность и режимы» : учебное пособие / Ю. М. Помогаев, В. В. Картавцев, И. В. Лакомов. — Воронеж : Воронежский Государственный Аграрный Университет им. Императора Петра Первого, 2016. — 192 с. — ISBN 978-5-7267-0889-8. — Текст : электронный // Электронно-библиотечная система IPR BOOKS : [сайт]. — URL: <http://www.iprbookshop.ru/72737.html>.
3. Секретарев, Ю. А. Надёжность электроснабжения : учебное пособие / Ю. А. Секретарев. — Новосибирск : Новосибирский государственный технический университет, 2010. — 105 с. — ISBN 978-5-7782-1517-7. — Текст : электронный // Электронно-библиотечная система IPR BOOKS : [сайт]. — URL: <http://www.iprbookshop.ru/45118.html>
4. Беляев, С. А. Надёжность теплоэнергетического оборудования ТЭС : учебное пособие / С. А. Беляев, А. В. Воробьев, В. В. Литвак. — Томск : Томский политехнический университет, 2015. — 248 с. — ISBN 2227-8397. — Текст : электронный // Электронно-библиотечная система IPR BOOKS : [сайт]. — URL: <http://www.iprbookshop.ru/55198.html>

8.1. Перечень дополнительной литературы:

1. Нетес, В. А. Основы теории надёжности : учебное пособие / В. А. Нетес. — М. : Московский технический университет связи и информатики, 2014. — 73 с. — ISBN 2227-8397. — Текст : электронный // Электронно-библиотечная система IPR BOOKS : [сайт]. — URL: <http://www.iprbookshop.ru/61518.html> Нетес, В. А. Основы теории надёжности : учебное пособие / В. А. Нетес. — М. : Московский технический университет связи и информатики, 2014. — 73 с. — ISBN 2227-8397. — Текст : электронный // Электронно-библиотечная система IPR BOOKS : [сайт]. — URL: <http://www.iprbookshop.ru/61518.html>
2. Режимы работы нейтралей систем электроснабжения объектов [Электронный ресурс] : учебное пособие / В.А. Ощепков [и др.]. — Электрон. текстовые данные. — Омск: Омский государственный технический университет, 2017. — 80 с. — 978-5-8149-2515-2. — Режим доступа: <http://www.iprbookshop.ru/78464.html>

8.2. Перечень учебно-методического обеспечения самостоятельной работы обучающихся по дисциплине

1. Методические рекомендации для подготовки к практическим занятиям.
2. Методические рекомендации по организации самостоятельной работы студентов.
3. Методические рекомендации по выполнению контрольной работы.

МИНИСТЕРСТВО НАУКИ И ВЫСШЕГО ОБРАЗОВАНИЯ РОССИЙСКОЙ
ФЕДЕРАЦИИ
Федеральное государственное автономное образовательное учреждение
высшего образования
«СЕВЕРО-КАВКАЗСКИЙ ФЕДЕРАЛЬНЫЙ УНИВЕРСИТЕТ»
Пятигорский институт (филиал) СКФУ

Методические указания
по организации и проведению самостоятельной работы
по дисциплине «НАДЕЖНОСТЬ ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ СИСТЕМ»
для студентов направления подготовки
13.03.02 Электроэнергетика и электротехника

Пятигорск 2026 г.

Содержание

Введение

- 1 Общая характеристика самостоятельной работы обучающегося при изучении дисциплины «НАДЕЖНОСТЬ ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ СИСТЕМ»
- 2 План-график выполнения самостоятельной работы
- 3 Контрольные точки и виды отчетности по ним
- 4 Методические рекомендации по изучению теоретического материала
- 5 Учебно-методическое и информационное обеспечение дисциплины

Введение

Самостоятельная работа – планируемая учебная, учебно-исследовательская, научно-исследовательская работа студентов, выполняемая во внеаудиторное (аудиторное) время по заданию и при методическом руководстве преподавателя, но без его непосредственного участия (при частичном непосредственном участии преподавателя, оставляющем ведущую роль за работой студентов).

Самостоятельная работа студентов в ВУЗе является важным видом учебной и научной деятельности студента.

Ведущая цель организации и осуществления СРС должна совпадать с целью обучения студента – подготовкой бакалавра с высшим образованием. При организации СРС важным и необходимым условием становятся формирование умения самостоятельной работы для приобретения знаний, навыков и возможности организации учебной и научной деятельности.

Целью самостоятельной работы студентов является овладение фундаментальными знаниями, профессиональными умениями и навыками деятельности по профилю, опытом творческой, исследовательской деятельности. Самостоятельная работа студентов способствует развитию самостоятельности, ответственности и организованности, творческого подхода к решению проблем учебного и профессионального уровня.

Общая характеристика самостоятельной работы обучающегося при изучении дисциплины «НАДЕЖНОСТЬ ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ СИСТЕМ»

Самостоятельная работа - планируемая учебная, учебно-исследовательская, научно-исследовательская работа студентов, выполняемая во внеаудиторное (аудиторное) время по заданию и при методическом руководстве преподавателя, но без его непосредственного участия (при частичном непосредственном участии преподавателя, оставляющем ведущую роль за работой студентов).

Самостоятельная работа студентов в ВУЗе является важным видом учебной и научной деятельности студента. Самостоятельная работа студентов играет значительную роль в рейтинговой технологии обучения. В связи с этим, обучение в ВУЗе включает в себя две, практически одинаковые по объему и взаимовлиянию части – процесса обучения и процесса самообучения. Поэтому СРС должна стать эффективной и целенаправленной работой студента.

К современному специалисту общество предъявляет достаточно широкий перечень требований, среди которых немаловажное значение имеет наличие у выпускников определенных способностей и умения самостоятельно добывать знания из различных источников, систематизировать полученную информацию, давать оценку конкретной финансовой ситуации. Формирование такого умения происходит в течение всего периода обучения через участие студентов в практических занятиях, выполнение контрольных заданий и тестов, написание курсовых и выпускных квалификационных работ. При этом самостоятельная работа студентов играет решающую роль в ходе всего учебного процесса.

Ведущая цель организации и осуществления СРС должна совпадать с целью обучения студента – подготовкой специалиста и бакалавра с высшим образованием. При организации СРС важным и необходимым условием становятся формирование умения самостоятельной работы для приобретения знаний, навыков и возможности организации учебной и научной деятельности.

Формы самостоятельной работы студентов разнообразны. В соответствии с рабочей программой дисциплины предусмотрены следующие виды самостоятельной работы студента:

- самостоятельное изучение литературы;

- самостоятельное решение задач;
- выполнение курсового проекта.

Цель самостоятельного изучения литературы – самостоятельное овладение знаниями, опытом исследовательской деятельности.

Задачами самостоятельного изучения литературы являются:

- углубление и расширение теоретических знаний;
- формирование умений использовать нормативную, правовую, справочную документацию и специальную литературу;
- развитие познавательных способностей и активности студентов.

Цель самостоятельного решения задач - овладение профессиональными умениями и навыками деятельности по профилю будущей деятельности.

Задачами самостоятельного решения задач являются:

- систематизация и закрепление полученных теоретических знаний и практических умений студентов;
- формирование самостоятельности мышления, способностей к саморазвитию, самосовершенствованию и самореализации;
- развитие исследовательских умений.

Целью самостоятельного выполнения расчетно-графической работы по дисциплине является овладение фундаментальными знаниями, профессиональными умениями и навыками деятельности по профилю, опытом творческой, исследовательской деятельности.

Задачами данного вида самостоятельной работы студента являются:

- систематизация и закрепление полученных теоретических знаний и практических умений студентов;
- углубление и расширение теоретических знаний;
- формирование умений использовать нормативную, правовую, справочную документацию и специальную литературу;
- развитие познавательных способностей и активности студентов: творческой инициативы, самостоятельности, ответственности и организованности;
- формирование самостоятельности мышления, способностей к саморазвитию, самосовершенствованию и самореализации;
- развитие исследовательских умений;

- использование материала, собранного и полученного в ходе самостоятельных занятий на семинарах, на практических и лабораторных занятиях, при написании курсовой работы.

В результате освоения дисциплины формируются следующий перечень планируемых результатов обучения по дисциплине, соотнесённых с планируемыми результатами освоения образовательной программы:

Код, формулировка компетенции	Код, формулировка индикатора	Планируемые результаты обучения по дисциплине (модулю), характеризующие этапы формирования компетенций, индикаторов
ПК-1 Способен участвовать в проектировании систем электроснабжения.	ИД-5 ПК-1 Демонстрирует понимание взаимосвязи задач проектирования и эксплуатации систем электроснабжения.	Знает общую характеристику надёжности электроэнергетических систем, назначение показателей надёжности и применение основных положений и методов теории надежности к электроэнергетическим системам. Владеет методами расчета показателей и оценки надежности ЭЭС.

1. ПЛАН-ГРАФИК ВЫПОЛНЕНИЯ САМОСТОЯТЕЛЬНОЙ РАБОТЫ

Коды реализуемых компетенций, индикатора(ов)	Вид деятельности студентов	Средства и технологии оценки	Объем часов, в том числе		
			СРС	Контактная работа с преподавателем	Всего
Очная форма обучения 6 семестр					
ПК-1 ИД-5ПК-1	Самостоятельное изучение литературы по темам №1-8	Собеседование	30,15	3,35	33,5
	Подготовка к лекциям	Собеседование	3,24	0,36	3,6
	Подготовка к практическим занятиям	Собеседование	3,24	0,36	3,6
	Подготовка к контрольной работе	Собеседование	11,97	1,33	13,3

Итого:			48,6	5,4	54
Заочная форма обучения 6 семестр					
ПК-1 ИД-5ПК-1	Самостоятельное изучение литературы по темам №1-8	Собеседование	74,97	8,33	83,3
	Подготовка к лекциям	Собеседование	0,54	0,06	0,6
	Подготовка к практическим занятиям	Собеседование	0,72	0,08	0,8
	Подготовка к контрольной работе	Собеседование	11,97	1,33	13,3
Итого:			88.2	9.8	98

2. КОНТРОЛЬНЫЕ ТОЧКИ И ВИДЫ ОТЧЕТНОСТИ ПО НИМ

В рамках рейтинговой системы успеваемость студентов по каждой дисциплине оценивается в ходе текущего контроля и промежуточной аттестации.

При проведении текущего контроля рейтинговая оценка знаний студента оценивается следующим образом:

№ п/п	Вид деятельности студентов	Сроки выполнения	Количество баллов
1.	Практическое занятие по теме: Расчет показателей надежности структурных схем	5 неделя	10
2.	Практическое занятие по теме: Расчет показателей надежности распределительного устройства на основе упрощенной модели отказом выключателей	8 неделя	15
3.	Практическое занятие по теме: Расчет математического ожидания ущерба потребителей методом статистических испытаний	16 неделя	30
Итого за 6 семестр			55
Итого			55

Максимально возможный балл за весь текущий контроль устанавливается равным **55**. Текущее контрольное мероприятие считается сданным, если студент получил за него не менее 60% от установленного для этого контроля максимального балла. Рейтинговый балл, выставляемый студенту за текущее контрольное мероприятие, сданное студентом в установленные графиком контрольных мероприятий сроки, определяется следующим образом:

Уровень выполнения контрольного задания	Рейтинговый балл (в % от максимального балла за контрольное задание)
Отличный	100
Хороший	80

Удовлетворительный	60
Неудовлетворительный	0

Вопросы для собеседования

1. Основные принципы повышения надёжности электроснабжения
2. Безотказность, долговечность, ремонтпригодность, сохраняемость – определение и примеры из практики электроснабжения
3. Статистические методы оценки надёжности, - определение и примеры из практики
4. Методы учета ограничений пропускной способности элементов и их групп при анализе структурной и функциональной надежности.
5. Особенности сельской электрической сети как объекта расчёта и анализа надёжности.
6. Отказ, - определение и примеры из практики электроснабжения
7. Отключения аварийные, случайные и плановые, - определение, примеры из практики и способ учёта в показателях надёжности
8. Использование интегральных характеристик режимов в расчетах показателей надежности. Учёт надёжности сети 35-110 кВ.
9. Удельные показатели надёжности, - определение и примеры из практики
10. Режим электрической сети и надежность электроснабжения.
11. Три основных показателя восстанавливаемых объектов
12. Теорема о вероятности безотказной работы при условии постоянства интенсивности отказов. Вывод и доказательство.
13. Коэффициенты готовности и вынужденного простоя- определение и примеры из практики
14. Влияние на надёжность системы электроснабжения устройств, предназначенных для компенсации реактивной мощности, несимметрии, высших гармоник.
15. Вероятность безотказной работы при условии изменения интенсивности отказов по закону Вейбулла. Вывод и доказательство.
16. Вероятность N отказов за определённое время
17. Категории надёжности электроприёмников, примеры из практики
18. Влияние принципов построения и особенностей управления систем электроснабжения на уровень надежности электроснабжения различных электроприемников и потребителей.
19. Система нормативных показателей и оптимальные затраты на повышение надёжности.
20. Методы экономической оценки уровня надежности систем электроснабжения
21. Частота отказов $\lambda(t)$ выключателей высокого напряжения от номинального напряжения
22. Частота отказов $\lambda(t)$ понижающих силовых трансформаторов (10, 35, 110 кВ)
23. Частота (интенсивность) отказов $\lambda(t)$ плавких предохранителей
24. Частота отказов $\lambda(t)$ автоматических выключателей низкого напряжения
25. Частота (интенсивность) отказов $\lambda(t)$ кабельных линий высокого напряжения

26. Частота (интенсивность) отказов $\lambda(t)$ кабельных линий низкого напряжения
27. Частота (интенсивность) отказов $\lambda(t)$ воздушных линий низкого напряжения
28. Частота (интенсивность) отказов $\lambda(t)$ синхронных генераторов низкого напряжения
29. Частота (интенсивность) отказов $\lambda(t)$ асинхронных электродвигателей низкого напряжения
30. Частота отказов $\lambda(t)$ синхронных генераторов высокого напряжения
31. Частота отказов $\lambda(t)$ асинхронных электродвигателей высокого напряжения
32. Частота отказов $\lambda(t)$ разъединителей
33. Частота отказов $\lambda(t)$ короткозамыкателей
34. Основные мероприятия по обеспечению надёжности с.х. потребителей
35. Секционирование сети выключателями с АПВ
36. Основные приемы синтеза схем электрических соединений с заданным уровнем надежности.
37. Выбор схем электроснабжения потребителей. Определение целесообразности сооружения новых подстанций, устройств обнаружения повреждений, выделения повреждений, снижающих число отключений.
38. Применение резервных электростанций. Оценка эффекта.
39. Раздельное питание производственных и коммунально- бытовых потребителей
40. Сельские подземные кабельные линии. Оценка эффекта повышения надёжности.

4. МЕТОДИЧЕСКИЕ РЕКОМЕНДАЦИИ ПО ИЗЧЕНИЮ ТЕОРЕТИЧЕСКОГО МАТЕРИАЛА

Самостоятельная работа студента начинается с внимательного ознакомления с содержанием учебного курса.

Изучение каждой темы следует начинать с внимательного ознакомления с набором вопросов. Они ориентируют студента, показывают, что он должен знать по данной теме. Вопросы темы как бы накладываются на соответствующую главу избранного учебника или учебного пособия. В итоге должно быть ясным, какие вопросы темы учебного курса и с какой глубиной раскрыты в конкретном учебном материале, а какие вообще опущены. Требуется творческое отношение и к самому содержанию дисциплины.

Вопросы, составляющие ее содержание, обладают разной степенью важности. Есть вопросы, выполняющие функцию логической связки содержания темы и всего курса, имеются вопросы описательного или разъяснительного характера, а также исторического экскурса в область изучаемой дисциплины. Все эти вопросы не составляют сути понятийного, концептуального содержания темы, но необходимы для целостного восприятия изучаемых проблем.

Изучаемая дисциплина имеет свой категориально-понятийный аппарат. Научные понятия — это та база, на которой строится каждая наука. Понятия — узловые, опорные пункты как научного, так и учебного познания, логические ступени движения в учебе от простого к сложному, от яв-

ления к сущности. Без ясного понимания понятий учеба крайне затрудняется, а содержание приобретенных знаний становится тусклым, расплывчатым.

Студент должен понимать, что самостоятельное овладение знаниями является главным, определяющим. Высшая школа создает для этого необходимые условия, помогает будущему высококвалифицированному специалисту овладеть технологией самостоятельного производства знаний.

В самостоятельной работе студентам приходится использовать литературу различных видов: первоисточники, монографии, научные сборники, хрестоматии, учебники, учебные пособия, журналы и др. Изучение курса предполагает знакомство студентов с большим объемом научной и учебной литературы, что, в свою очередь, порождает необходимость выработки у них рационально-критического подхода к изучаемым источникам.

Чтобы не «утонуть» в огромном объеме рекомендованных ему для изучения источников, студент, прежде всего, должен научиться правильно их читать. Правильное чтение рекомендованных источников предполагает следование нескольким несложным, но весьма полезным правилам.

Предварительный просмотр книги включает ознакомление с титульным листом книги, аннотацией, предисловием, оглавлением. При ознакомлении с оглавлением необходимо выделить разделы, главы, параграфы, представляющие для вас интерес, бегло их просмотреть, найти места, относящиеся к теме (абзацы, страницы, параграфы), и познакомиться с ними в общих чертах.

Научные издания сопровождаются различными вспомогательными материалами — научным аппаратом, поэтому важно знать, из каких основных элементов он состоит, каковы его функции.

Знакомство с книгой лучше всего начинать с изучения аннотации — краткой характеристики книги, раскрывающей ее содержание, идейную, тематическую и жанровую направленность, сведения об авторе, назначение и другие особенности. Аннотация помогает составить предварительное мнение о книге.

Глубже понять содержание книги позволяют вступительная статья, в которой дается оценка содержания книги, затрагиваемой в ней проблематики, содержится информация о жизненной и творческой биографии автора, высказываются полемические замечания, разъясняются отдельные положения книги, даются комментарии и т.д. Вот почему знакомство с вступительной статьей представляется очень важным: оно помогает студенту сориентироваться в тексте работы, обратить внимание на ее наиболее ценные и важные разделы.

Той же цели содействует знакомство с оглавлением, предисловием, послесловием. Весьма полезными элементами научного аппарата являются сноски, комментарии, таблицы, графики, списки литературы. Они не толь-

ко иллюстрируют отдельные положения книги или статьи, но и сами по себе являются дополнительным источником информации для читателя.

Если читателя заинтересовала какая-то высказанная автором мысль, не нашедшая подробного освещения в данном источнике, он может обратиться к тексту источника, упоминаемого в сноске, либо к источнику, который он может найти в списке литературы, рекомендованной автором для самостоятельного изучения.

Существует несколько форм ведения записей:

— план (простой и развернутый) — наиболее краткая форма записи прочитанного, представляющая собой перечень вопросов, рассматриваемых в книге или статье. Развернутый план представляет собой более подробную запись прочитанного, с детализацией отдельных положений и выводов, с выпиской цитат, статистических данных и т.д. Развернутый план — неоценимый помощник при выступлении с докладом на конкретную тему на семинаре, конференции;

— тезисы — кратко сформулированные положения, основные положения книги, статьи. Как правило, тезисы составляются после предварительного знакомства с текстом источника, при его повторном прочтении. Они помогают запомнить и систематизировать информацию.

Составление конспектов

Большую роль в усвоении и повторении пройденного материала играет хороший конспект, содержащий основные идеи прочитанного в учебнике и услышанного в лекции. Конспект — это, по существу, набросок, развернутый план связного рассказа по основным вопросам темы.

В какой-то мере конспект рассчитан (в зависимости от индивидуальных особенностей студента) не только на интеллектуальную и эмоциональную, но и на зрительную память, причем текст конспекта нередко ассоциируется еще и с текстом учебника или записью лекции. Поэтому легче запоминается содержание конспектов, написанных разборчиво, с подчеркиванием или выделением разрядкой ключевых слов и фраз.

№ п/п	Виды самостоятельной работы	Рекомендуемые источники информации (№ источника)			
		Основная	Дополни- тельная	Методи- ческая	Интернет- ресурсы
1	Самостоятельное изучение литературы по разделам № 1-2	1-4	1,2	3	1-2
2	Подготовка к практическим занятиям	1-4	1,2	1,3	1-2
3	Выполнение контрольной работы	1-4	1,2	2,3	1-2

8. Учебно-методическое и информационное обеспечение дисциплины

8.1. Перечень основной и дополнительной литературы, необходимой для освоения дисциплины

8.1.1. Перечень основной литературы:

1. Надежность электроснабжения : учебное пособие / И. Н. Воротников, М. А. Мастепаненко, И. К. Шарипов, С. В. Аникуев. — Ставрополь : АГРУС, 2018. — 64 с. — Текст : электронный // Цифровой образовательный ресурс IPR SMART : [сайт]. — URL: <https://www.iprbookshop.ru/92990.html>
2. Помогаев, Ю. М. Практикум по электроснабжению «Надежность и режимы» : учебное пособие / Ю. М. Помогаев, В. В. Картавец, И. В. Лакомов. — Воронеж : Воронежский Государственный Аграрный Университет им. Императора Петра Первого, 2016. — 192 с. — ISBN 978-5-7267-0889-8. — Текст : электронный // Электронно-библиотечная система IPR BOOKS : [сайт]. — URL: <http://www.iprbookshop.ru/72737.html>.

8.1.2. Перечень дополнительной литературы:

1. Нетес, В. А. Основы теории надежности : учебное пособие / В. А. Нетес. — М. : Московский технический университет связи и информатики, 2014. — 73 с. — ISBN 2227-8397. — Текст : электронный // Электронно-библиотечная система IPR BOOKS : [сайт]. — URL: <http://www.iprbookshop.ru/61518.html> Нетес, В. А. Основы теории надежности : учебное пособие / В. А. Нетес. — М. : Московский технический университет связи и информатики, 2014. — 73 с. — ISBN 2227-8397. — Текст : электронный // Электронно-библиотечная система IPR BOOKS : [сайт]. — URL: <http://www.iprbookshop.ru/61518.html>
2. Режимы работы нейтралей систем электроснабжения объектов [Электронный ресурс] : учебное пособие / В.А. Ощепков [и др.]. — Электрон. текстовые данные. — Омск: Омский государственный технический университет, 2017. — 80 с. — 978-5-8149-2515-2. — Режим доступа: <http://www.iprbookshop.ru/78464.html>

8.2. Перечень учебно-методического обеспечения самостоятельной работы обучающихся по дисциплине «Надежность электроэнергетических систем»

1. Методические рекомендации для подготовки к практическим занятиям.
2. Методические рекомендации по организации самостоятельной работы студентов.
3. Методические рекомендации по выполнению контрольной работы.

8.3. Перечень ресурсов информационно-телекоммуникационной сети «Интернет», необходимых для освоения дисциплины

1. <http://www.biblioclub.ru> -ЭБС "Университетская библиотека онлайн"
2. <http://www.iprbookshop.ru/> - Электронно- библиотечная система IPRbooks

9. Перечень информационных технологий, используемых при осуществлении образовательного процесса по дисциплине, включая перечень программного обеспечения и информационных справочных систем

При чтении лекций используется компьютерная техника, демонстрации презентационных мультимедийных материалов. На семинарских и практических занятиях студенты представляют презентации, подготовленные ими в часы самостоятельной работы.

Информационные справочные системы:

Информационно-справочные и информационно-правовые системы, используемые при изучении дисциплины:

1	http://docs.cntd.ru/ Электронный фонд правовой и нормативно-технической документации ТЕХЭКСПЕРТ
2	Профессиональные справочные системы Техэксперт http://vuz.kodeks.ru/

Программное обеспечение:

1	Microsoft Windows Professional Russian Upgrade/Software Assurance Pack Academic OPEN 1 License No Level- лицензия № 61541869 от 15.02.2013. Бессрочная лицензия.
2	Microsoft Office Russian License/Software Assurance Pack Academic OPEN 1 License No Level - лицензия № 61541869 от 15.02.2013 Бессрочная лицензия.