



Министерство образования Республики Беларусь

Учреждение образования
«Гомельский государственный технический
университет имени П. О. Сухого»

Кафедра «Электроснабжение»

Г. И. Селиверстов, С. Г. Жуковец

ЭЛЕКТРИЧЕСКИЕ СТАНЦИИ И ПОДСТАНЦИИ ПРОМЫШЛЕННЫХ ПРЕДПРИЯТИЙ

**МЕТОДИЧЕСКИЕ УКАЗАНИЯ
к курсовому проекту
для студентов специальности 1-43 01 07
«Техническая эксплуатация
энергооборудования организаций»
дневной формы обучения**

Электронный аналог печатного издания

Гомель 2008

УДК 621.311(075.8)
ББК 31.277я73
С29

*Рекомендовано к изданию научно-методическим советом
энергетического факультета ГГТУ им. П. О. Сухого
(протокол № 1 от 10.09.2007 г.)*

Рецензент: канд. техн. наук, доц. каф. «Электроснабжение»
ГГТУ им. П. О. Сухого *Л. И. Евминов*

Селиверстов, Г. И.

С29 Электрические станции и подстанции промышленных предприятий : метод. указания к курсовому проекту для студентов специальности 1-43 01 07 «Техническая эксплуатация энергооборудования организаций» днев. формы обучения / Г. И. Селиверстов, С. Г. Жуковец. – Гомель : ГГТУ им. П. О. Сухого, 2008. – 48 с.– Систем. требования: PC не ниже Intel Celeron 300 МГц ; 32 Mb RAM ; свободное место на HDD 16 Mb ; Windows 98 и выше ; Adobe Acrobat Reader. – Режим доступа: <http://gstu.local/lib>. – Загл. с титул. экрана.

ISBN 978-985-420-663-9.

Приведены общие сведения по проектированию электрической части подстанции, руководящие указания и формулы для выбора основного оборудования подстанции.

Для студентов специальности 1-43 01 07 «Техническая эксплуатация энергооборудования организаций» дневной формы обучения.

УДК 621.311(075.8)
ББК 31.277я73

ISBN 978-985-420-663-9

© Селиверстов Г. И., Жуковец С. Г., 2008
© Учреждение образования
«Гомельский государственный технический
университет имени П. О. Сухого», 2008

1. ТРЕБОВАНИЯ К КУРСОВОМУ ПРОЕКТУ

1.1. Цель курсового проекта

Задачей курсового проекта является закрепление теоретических знаний и приобретение навыков по проектированию электрической части подстанций, а также приобретение опыта в использовании справочной литературы, руководящих указаний и нормативных материалов.

В учебном проектировании принимается ряд допущений и условностей, позволяющих избежать чрезмерного увеличения объема проекта и сосредоточить внимание на наиболее существенных вопросах.

С целью приближения курсового проекта к условиям реального проектирования в настоящих указаниях приводятся основные положения норм технологического проектирования подстанций и другой справочной и нормативной литературы.

Для облегчения поиска данных по новейшему оборудованию и методик расчета в указаниях приводятся ссылки на соответствующую литературу.

1.2. Содержание проекта

Темой курсового проекта является проектирование электрической части понижающей подстанции.

При выполнении курсового проекта подлежат разработке следующие вопросы:

1. Выбор силовых трансформаторов проектируемой подстанции.
2. Выбор и обоснование главной схемы электрических соединений (с разработкой схем распределительных устройств и собственных нужд).
3. Выбор сечения воздушной и кабельной линий и расчет режимов электрической сети с проектируемой подстанцией.
4. Расчет токов короткого замыкания.
5. Выбор коммутационных аппаратов.
6. Выбор токоведущих частей и кабелей.
7. Выбор контрольно-измерительных приборов для основных цепей схемы.
8. Выбор измерительных трансформаторов.
9. Выбор и описание конструкции распределительных устройств.

Графическая часть проекта содержит два листа. Главная схема электрических соединений – лист 1. Результаты расчета режимов электрической сети с проектируемой подстанцией – лист 2.

Исходные данные для курсового проектирования приведены в приложениях 1, 2, 3.

2. ВЫБОР ОСНОВНОГО ОБОРУДОВАНИЯ НА ПОДСТАНЦИЯХ

2.1. Общие положения

При проектировании электрической подстанции первоначально составляются структурные схемы, в которых определяется состав основного оборудования (силовые трансформаторы) и связи между ним и распределительными (РУ) разных напряжений. Одновременно с выбором основного оборудования определяются и схемы, по которым оно будет работать.

2.2. Разработка структурных схем подстанций

Подстанции по способу подключения делят на тупиковые, ответвительные, проходные и узловые. Структурные схемы понизительных подстанций приведены на рис. 2.1. Электроэнергия от энергосистемы поступает в РУ высокого напряжения (ВН) подстанции, затем трансформируется и распределяется между потребителями в РУ низкого напряжения (НН) (рис. 2.1, *а*).

Узловые подстанции не только осуществляют питание потребителей, но и связывают отдельные части энергосистемы. В этом случае на подстанции, кроме РУ низкого напряжения, сооружаются РУ высокого и среднего напряжения (СН) и устанавливаются автотрансформаторы (рис. 2.1, *б*) или трехобмоточные трансформаторы (рис. 2.1, *в*).

Число трансформаторов на подстанциях выбирается в зависимости от ответственности потребителей, а также наличия резервных источников питания в сетях среднего и низкого напряжений.

Так как большей частью от подстанций питаются потребители всех трех категорий и питание от системы подводится лишь со стороны ВН, то по условию надежности требуется установка не менее двух трансформаторов.

Суммарная расчетная мощность подстанции

$$S_p = \sum S_1 + S_2 + \dots + S_i, \quad (2.1)$$

где S_1, S_2, S_i – расчетные параметры нагрузки потребителей подстанции.

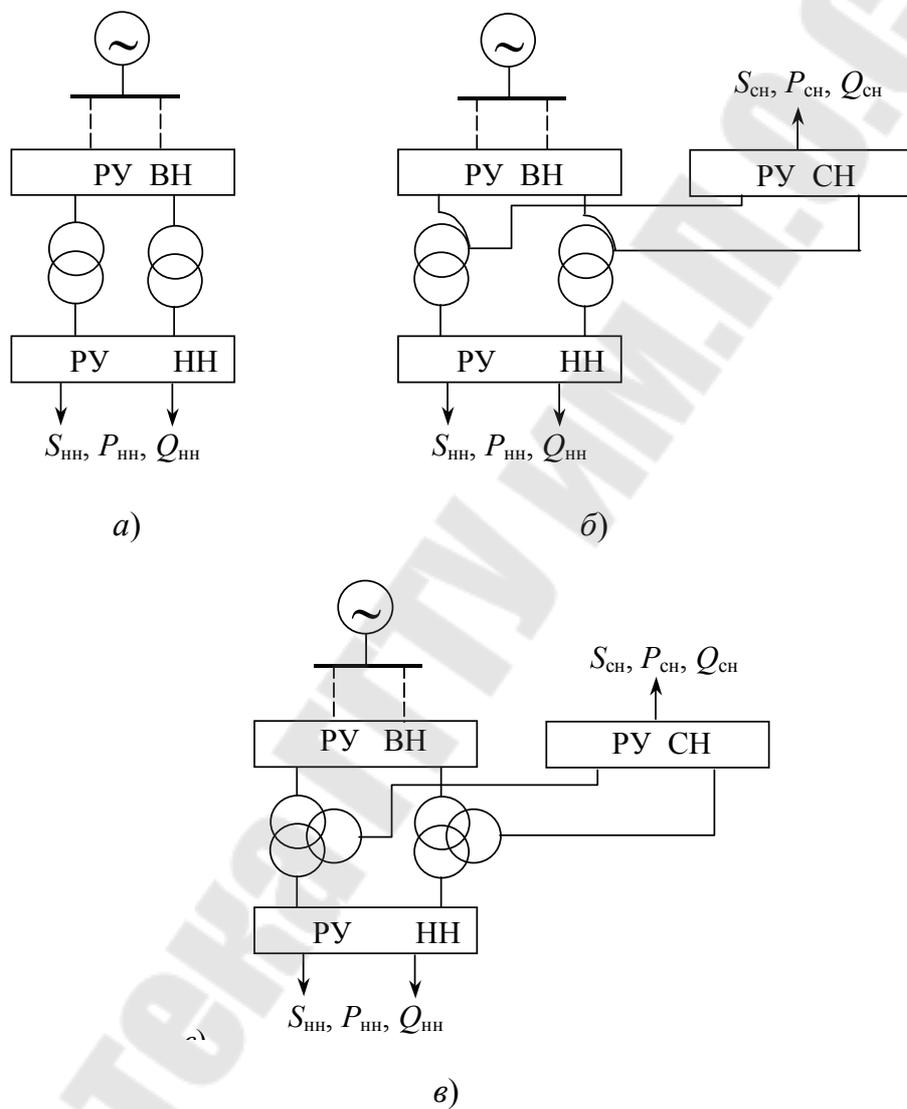


Рис. 2.1. Структурные схемы подстанций

Полная мощность на стороне НН:

$$S_{НН} = \frac{P_{НН}}{\cos \varphi}, \quad (2.2)$$

где $\cos \varphi$ – коэффициент мощности потребителя НН.

Реактивная мощность на стороне НН:

$$Q_{\text{НН}} = S_{\text{НН}} \cdot \sin \varphi. \quad (2.3)$$

Аналогично по формулам (2.2), (2.3) определяются полная и реактивная мощности на всех уровнях напряжений подстанции.

Номинальную мощность трансформаторов определяют по условию

$$S_{\text{ном.тр}} \geq \frac{S_{\text{р}}}{n \cdot k_3}, \quad (2.4)$$

где n – количество трансформаторов; k_3 – коэффициент загрузки трансформаторов. Для двухтрансформаторной подстанции $k_3 = 0,65\text{--}0,8$.

При установке на подстанции более одного трансформатора (n) расчетным является случай отказа одного из трансформаторов, когда оставшиеся в работе трансформаторы с учетом их аварийной перегрузки должны передать всю необходимую мощность:

$$S_{\text{р}} \leq S_{\text{ном.тр}} \cdot k_{\text{пав}}, \quad (2.5)$$

где $k_{\text{пав}} = 1,4$ – коэффициент аварийной перегрузки трансформаторов.

Такая перегрузка допускается в течение 5 суток при условии, что коэффициент предшествующей нагрузки k_3 не более 0,93 и длительность перегрузки не более 6 ч.

Для ограничения токов короткого замыкания на низком напряжении целесообразно применять трансформаторы с большими значениями напряжения короткого замыкания $U_{\text{к}}$. При мощностях 40 и более МВ·А для ограничения токов КЗ целесообразно применение трансформаторов с расщепленной обмоткой низкого напряжения.

Для ограничения токов короткого замыкания (в случае необходимости) со стороны обмотки низкого напряжения трансформатора может устанавливаться одинарный или сдвоенный реакторы.

3. ВЫБОР ГЛАВНОЙ СХЕМЫ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СОЕДИНЕНИЙ

3.1. Общие положения

Выбор главной схемы является определяющим при проектировании электрической части подстанции, так как она определяет полный состав элементов (трансформаторов, линий, коммутационной и другой первичной аппаратуры) и связей между ними.

Для выбора главной схемы электрических соединений должны быть заданы (или определены в результате промежуточных расчетов) следующие данные: напряжения, на которых выдается электроэнергия; схема сетей и число линий на каждом напряжении; величина перетоков мощностей между РУ разных напряжений.

На предварительном этапе разработки главной схемы электрических соединений (разработка структурной схемы) определяется число и мощность трансформаторов, связь между РУ разных напряжений.

В зависимости от конкретных условий намечается 2–3 близких варианта схемы. Для каждого из них определяются:

- методы ограничения токов короткого замыкания;
- схемы РУ на всех напряжениях;
- основное и резервное питание собственных нужд.

3.2. Выбор схем распределительных устройств

На выбор электрической схемы РУ влияет множество факторов, из которых основные: номинальное напряжение; число присоединений; их мощность; схема сети, к которой присоединяется данное РУ; очередность сооружения и перспектива дальнейшего расширения.

При выборе схем руководствуются рекомендациями, которые даются в Нормах технологического проектирования (НТП). В соответствии с рекомендациями подбирают конкурентоспособные варианты схем РУ (табл. 3.2) и в результате технико-экономического сравнения принимают наиболее подходящие схемы [13, с. 124].

Количество отходящих линий определяется исходя из дальности передачи и экономически целесообразных величин передаваемых мощностей:

$$n_{\text{лэп}} \geq \frac{P_{\text{ру}}}{P_{\text{л}}}, \quad (3.1)$$

где $P_{\text{ру}}$ – величина активной мощности на i -ой стороне распределителя устройства; $P_{\text{л}}$ – предел передаваемой активной мощности по одноцепной линии.

Пределы передаваемой мощности ($P_{л}$) и длины ЛЭП различного класса напряжений даны в табл. 3.1.

В зависимости от числа присоединений и номинального напряжения принимаются возможные схемы РУ.

Таблица 3.1

Напряжение линии, кВ	6–10	35	110	220
Наибольшая длина передачи, км	10–15	50–60	50–150	150–250
Наибольшая передаваемая мощность на одну цепь, МВт	3–5	10–20	25–50	110–200

Распределительные устройства 6–10 кВ входят в состав подстанций как главные распреедустройства. От РУ отходит значительное число линий (фидеров) к местным потребителям. В РУ 6–10 кВ подстанций применяется одиночная секционированная система шин. Типовые схемы электрических соединений РУ низкого напряжения приведены на рис. 3.1.

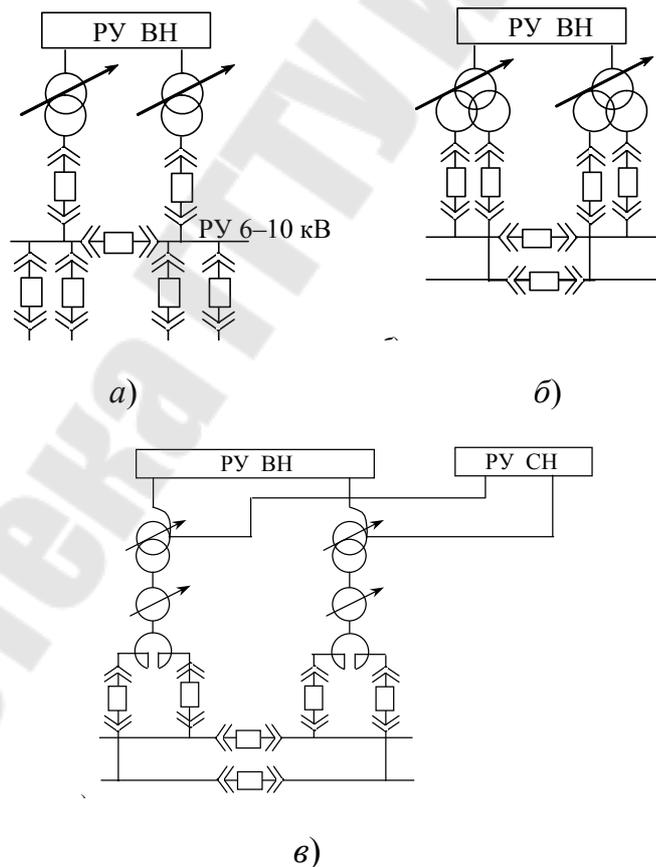
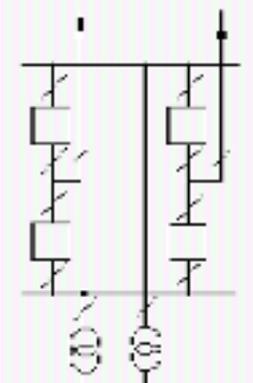
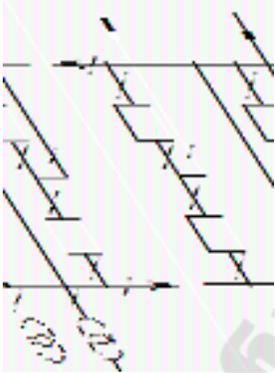
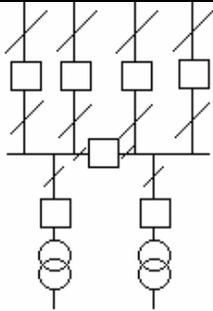
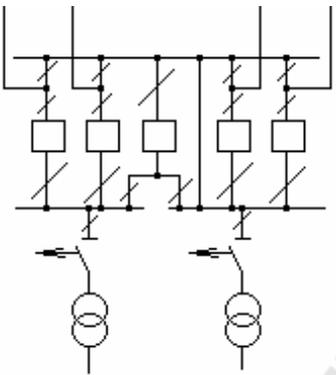


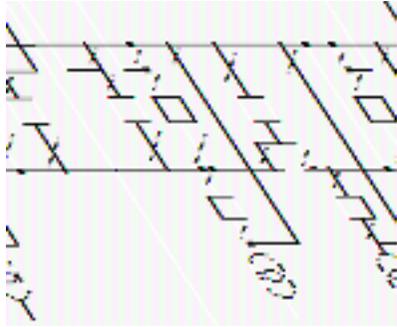
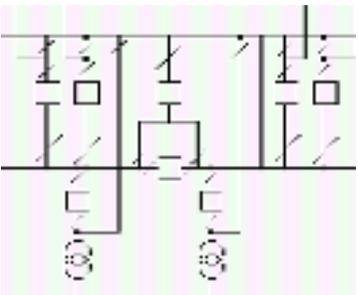
Рис. 3.1. Схемы электрических соединений РУ низкого напряжения

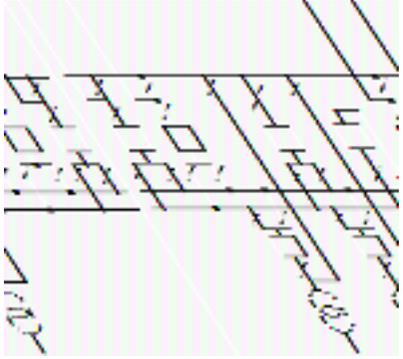
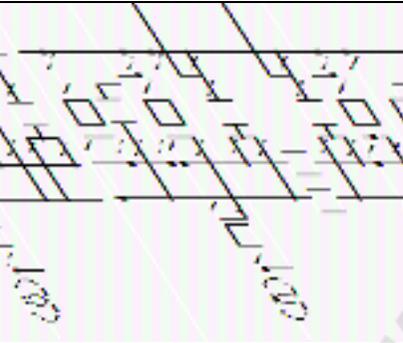
Таблица 3.2

Варианты схем распределительных устройств

Номер схемы	Электрические схемы распределительных устройств	Наименование схемы	Область применения			Дополнительные условия применения
			Напряжение, кВ	Сторона подстанции	Количество присоединяемых линий	
1		Четырехугольник	220–750	ВН	2	На напряжении 220 кВ – при невыполнении условий для применения схем 1 и 2
2		Расширенный четырехугольник	220–330	ВН	4	1. Отсутствие перспективы увеличения количества линий. 2. Наличие двух ВЛ, не имеющих ОАПВ

Номер схемы	Электрические схемы распределительных устройств	Наименование схемы	Область применения			Дополнительные условия применения
			Напряжение, кВ	Сторона подстанции	Количество присоединяемых линий	
3		Одна секционированная система шин	35	ВН, СН, НН	8	—
4		Одна секционированная система шин с обходной с отделителями в цепях трансформаторов и совмещенным секционным и обходным выключателями	110	ВН	до 4	<ol style="list-style-type: none"> 1. Количество радиальных ВЛ не более одной на секцию. 2. Возможность деления РУ на время ремонта любого выключателя. 3. Отсутствие перспективы увеличения количества ВЛ

Номер схемы	Электрические схемы распределительных устройств	Наименование схемы	Область применения			Дополнительные условия применения
			Напряжение, кВ	Сторона подстанции	Количество присоединяемых линий	
5		Одна секционированная система шин с обходной с совместным секционным и обходным выключателями	110–220	ВН, СН	до 4	1. Количество радиальных ВЛ не более одной на секцию. 2. Возможность деления РУ на время ремонта любого выключателя
6		Одна секционированная система шин с обходной с отдельными секционным и обходным выключателями	110–220	ВН, СН	5–13	Количество радиальных ВЛ не более одной на секцию

Номер схемы	Электрические схемы распределительных устройств	Наименование схемы	Область применения			Дополнительные условия применения
			Напряжение, кВ	Сторона подстанции	Количество присоединяемых линий	
7		Две несекционированные системы шин с обходной	110–220	ВН, СН	5–13	При выполнении условий для применения схемы 10
8		Две секционированные системы шин с обходной	110–220	СН	более 13	–

В курсовом проекте рассматриваются возможные варианты схем РУ, и в результате технико-экономического сравнения принимают наиболее рациональную схему. При прочих равных условиях предпочтение отдается схеме, в которой отключение цепей осуществляется меньшим числом выключателей.

3.3. Собственные нужды подстанций

Мощность потребителей СН подстанций невелика, поэтому они питаются от сети 380/220 В, которая получает питание от понижающих трансформаторов. На двухтрансформаторных подстанциях 35–220 кВ устанавливаются два ТСН, мощность которых выбирают в соответствии с нагрузками, с учетом допустимой перегрузки ($k_n = 1,3$) при выполнении ремонтных работ и отказах одного из трансформаторов. Предельная мощность ТСН – 630, 1000 кВ·А. Присоединение ТСН к сети зависит от системы оперативного тока. Постоянный оперативный ток используют на всех подстанциях 330–750 кВ и выше и на подстанциях с РУ 110–220 кВ со сборными шинами. Переменный или выпрямленный – на подстанциях с РУ 35–220 кВ без выключателей высокого напряжения. На подстанциях 110 кВ и выше с переменным и выпрямленным оперативным током ТСН присоединяются к выводам 6–10 кВ главных трансформаторов до их выключателей через предохранители; на подстанциях 35 кВ – к питающей линии через предохранители. На подстанциях с постоянным оперативным током ТСН подключаются через предохранители или выключатели к шинам РУ 6–35 кВ или к обмотке 6–35 кВ трансформаторов.

Пример схемы СН подстанции 110 кВ приведен в [1, с. 91], [2, с. 189]. Шины 0,4 кВ щитов СН секционируются автоматическими выключателями.

3.4. Технико-экономическое сравнение вариантов

При разработке главной схемы электрических соединений подстанции рассматриваются два варианта, отличающихся составом и схемами подключения основного оборудования, схемами РУ, когда заданным техническим требованиям удовлетворяют несколько схем. На основании технико-экономического сопоставления вариантов требуется определить оптимальное решение.

В связи с учебным характером технико-экономических расчетов при выполнении курсового проекта основное внимание уделяется методике их выполнения, а исходные данные о стоимости оборудования принимаются в условных единицах.

Сопоставительную оценку рассматриваемых вариантов схем проектируемой подстанции приведен в курсовом проектировании по минимуму приведенных затрат Z , у.е./г., которые определяются из выражения

$$Z = p_n \cdot K + I + M, \quad (3.2)$$

где p_n – нормативный коэффициент эффективности, 1/г., принимаемый в расчетах 0,12; K – капиталовложения, у. е.; I – годовые издержки, у.е./г.; M – математическое ожидание ущерба от недоотпуска электроэнергии.

Капиталовложения определяют по упрощенным показателям стоимости оборудования и аппаратов [4, табл. П. 4]. При этом не учитываем стоимость одинакового оборудования. Результаты расчетов капиталовложений оформляют в табл. 3.3.

Таблица 3.3

Оборудование	Стоимость единицы, у. е.	Вариант			
		первый		второй	
		Количество единиц, шт.	Общая стоимость, у. е.	Количество единиц, шт.	Общая стоимость, у. е.

Годовые эксплуатационные издержки складываются из трех составляющих:

$$I = I_a + I_o + I_{\text{пот}}, \quad (3.3)$$

где $I_a = a \cdot K$ – амортизационные отчисления; a – норма амортизационных отчислений для силового оборудования; $I_o = v \cdot K$ – издержки на обслуживание электроустановки; v – норма отчислений на обслуживание; $I_{\text{пот}} = \beta \cdot \Delta W_{\text{пот}}$ – издержки, обусловленные потерями энергии в проектируемой установке; β – удельные затраты по возмещению потерь, у.е./кВт·ч; $\Delta W_{\text{пот}}$ – годовые потери энергии, кВт·ч/г.

Для силового электрооборудования и РУ установлены следующие нормы отчислений: $\alpha = 6,4 \%$, $\epsilon = 3 \%$ – для оборудования до 150 кВ, $\alpha = 6,4 \%$, $\epsilon = 2 \%$ – при $U_{\text{ном}} \geq 220$ кВ. При курсовом проектировании удельные затраты на возмещение потерь можно принимать $\beta = 0,8 \cdot 10^{-5}$ тыс. у. е./кВт·ч.

Годовые потери энергии в двухобмоточном трансформаторе определяются:

$$\Delta W_{\text{пот}} = \Delta P_{\text{хх}} \cdot 8760 + \Delta P_{\text{кз}} \left(\frac{S_{\text{п}}}{S_{\text{ном.тр}}} \right)^2 \cdot \tau, \quad (3.4)$$

где $\Delta P_{\text{хх}}$ – потери холостого хода, кВт; $\Delta P_{\text{кз}}$ – потери короткого замыкания, кВт; τ – время максимальных потерь; значение τ может быть определено по формуле

$$\tau = (0,124 + T_{\text{м}} \cdot 10^{-4}) \cdot 8760, \quad (3.5)$$

где $T_{\text{м}}$ – продолжительность использования максимальной нагрузки.

Для трехобмоточных трансформаторов потери энергии определяются как

$$\begin{aligned} \Delta W_{\text{пот}} = & \Delta P_{\text{хх}} \cdot 8760 + \Delta P_{\text{кзВ}} \left(\frac{S_{\text{пВ}}}{S_{\text{ном.трВ}}} \right)^2 \cdot \tau_{\text{В}} + \\ & + \Delta P_{\text{кзС}} \left(\frac{S_{\text{пС}}}{S_{\text{ном.трС}}} \right)^2 \cdot \tau_{\text{С}} + \Delta P_{\text{кзН}} \left(\frac{S_{\text{пН}}}{S_{\text{ном.трН}}} \right)^2 \cdot \tau_{\text{Н}}. \end{aligned}$$

Для упрощения можно принять: $\tau_{\text{В}} = \tau_{\text{С}} = \tau_{\text{Н}}$. Потери короткого замыкания в обмотках высокого, среднего и низкого напряжения, кВт:

$$\Delta P_{\text{кзВ}} = 0,5(\Delta P_{\text{кзВ-С}} + \Delta P_{\text{кзВ-Н}} - \Delta P_{\text{кзС-Н}});$$

$$\Delta P_{\text{кзС}} = 0,5(\Delta P_{\text{кзВ-С}} + \Delta P_{\text{кзС-Н}} - \Delta P_{\text{кзВ-Н}});$$

$$\Delta P_{\text{кзН}} = 0,5(\Delta P_{\text{кзС-Н}} + \Delta P_{\text{кзВ-Н}} - \Delta P_{\text{кзВ-С}}).$$

Если в каталогах для трехобмоточных трансформаторов приведена величина потерь короткого замыкания только для пары обмоток высоко-

го и низкого напряжения $\Delta P_{\text{кзВ}}$, то при одинаковой мощности всех обмоток принимают

$$\Delta P_{\text{кзВ}} = \Delta P_{\text{кзС}} = \Delta P_{\text{кзН}} = 0,5\Delta P_{\text{кзВ-Н}}.$$

Величину ущерба M от недоотпуска электроэнергии при сравнении вариантов схем проектируемой подстанции в данном курсовом проекте не учитываем.

4. ВЫБОР СЕЧЕНИЙ ПРОВОДНИКОВ ВОЗДУШНЫХ ЛИНИЙ И РАСЧЕТ РЕЖИМОВ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ СЕТИ С ПРОЕКТИРУЕМОЙ ПОДСТАНЦИИ

Выбор сечения проводников воздушных линий (ВЛ) производится по экономической плотности тока.

Сечение проводника определяется по формуле

$$F_3 = \frac{I_{\text{раб}}}{j_3}, \quad (4.1)$$

где $I_{\text{раб}}$ – длительный рабочий ток нормального режима (без перегрузок), А; j_3 – нормированная экономическая плотность тока, А/мм² [4, с. 267].

Сечение, найденное по формуле 4.1, округляется. При этом принимается ближайшее меньшее сечение, если оно не отличается от расчетного значения больше, чем на 15 % [5, с. 427], [9, с. 45].

Выбранные по экономической плотности тока проводники проверяются:

– по длительно допустимому току из условий нагрева

$$I_{\text{раб. max}} \leq I_{\text{дл. доп.}}, \quad (4.2)$$

где $I_{\text{раб. max}}$ – максимальный рабочий ток; $I_{\text{дл. доп}}$ – длительно допустимый ток выбранного проводника;

– по термическому и электродинамическому действию токов КЗ;
– по короне.

Методика выбора кабелей приведена в разделе 7.4 данного методического указания.

Расчет режимов выполняем в два этапа. На первом этапе по данным нагрузкам потребителей каждого уровня напряжений определяем полную мощность в начале линии электропередачи, питающей проектируемую подстанцию [6, с. 80].

Для расчета используем следующую формулу:

$$S'_n = S_{n-1} + \Delta S_i, \quad (4.3)$$

где S_{n-1} – мощность конца участка; ΔS_i – потери мощности на рассматриваемом участке.

$$\Delta S_i = \Delta P_i + j\Delta Q_i. \quad (4.4)$$

$$\Delta P_i = \frac{P_{n-1}^2 + Q_{n-1}^2}{U_{\text{НОМ}}^2} \cdot R_i. \quad (4.5)$$

$$\Delta Q_i = \frac{P_{n-1}^2 + Q_{n-1}^2}{U_{\text{НОМ}}^2} \cdot X_i. \quad (4.6)$$

где R_i , X_i – сопротивления линии на рассматриваемом участке.

На втором этапе по известным данным режима начала высоковольтной ЛЭП (S_n , U_n) определяем напряжения во всех узлах электрической сети по следующей формуле:

$$U_{n-1} = U_n - \Delta U_n; \quad (4.7)$$

$$\Delta U_n = \frac{P_n \cdot R_i + Q_n \cdot X_i}{U_n}, \quad (4.8)$$

где U_n – напряжение в начале участка рассматриваемой сети.

При не соблюдении желаемого напряжения на низкой стороне высоковольтной подстанции производим выбор ответвлений по формуле [7, с. 139]:

$$U_{\text{отвл.ном}} = \frac{U_{n-1}}{U_{\text{нжел}}} \cdot U_{\text{нном}}, \quad (4.9)$$

где $U_{n\text{жел}}$ – желаемое напряжение на шинах низкого напряжения;
 $U_{n\text{ном}}$ – номинальное напряжение обмотки низкого напряжения.

При не обеспечении желаемого напряжения на стороне 0,4 кВ ТП 10/0,4 кВ производим выбор ответвлений по следующей формуле [6, с. 198]:

$$U_{\text{отв.ном}} = \frac{U_{n-1\text{нб}} + U_{n-1\text{нм}}}{2 \cdot U_{n\text{жел}}} \cdot U_{n\text{ном}}, \quad (4.10)$$

где $U_{n-1\text{нб}}$, $U_{n-1\text{нм}}$ – соответственно действительные напряжения ответвлений для режимов наибольших и наименьших нагрузок.

Пример оформления графического листа с результатами расчетов режимов электрической сети приведен в приложении 3.

5. РАСЧЕТ ТОКОВ КОРОТКОГО ЗАМЫКАНИЯ

5.1. Назначение и порядок выполнения расчетов токов короткого замыкания

Для выбора электрооборудования, аппаратов, шин, кабелей токоограничивающих реакторов необходимо знать токи короткого замыкания (КЗ). При этом обычно достаточно определить ток трехфазного короткого замыкания в месте повреждения, в некоторых случаях – распределение токов в ветвях схемы, непосредственно примыкающих к этому месту. Для большинства практических задач расчет ведут с рядом упрощений [1], [4].

Расчет токов при трехфазном КЗ выполняют следующим образом:

1. Для рассматриваемой установки составляют расчетную схему.
2. По расчетной схеме составляют электрическую схему замещения.
3. Путем последовательного преобразования приводят схему замещения к простейшему виду так, чтобы каждый источник питания или группа источников с результирующей ЭДС были связаны с точкой КЗ одним сопротивлением $X_{\text{рез}}$.

4. Определяют значение периодической составляющей тока КЗ ($I_{\text{п}}$), затем ударный ток КЗ (i_y) и при необходимости – периодическую ($I_{\text{п0}}$) и апериодическую ($I_{\text{па}}$) составляющие тока КЗ для заданного момента времени t ($I_{\text{пт}}$).

Расчетная схема – это однолинейная схема электроустановки с указанием тех элементов и их параметров, которые влияют на значение тока КЗ и должны учитываться при выполнении расчетов.

На расчетной схеме намечают расчетные точки КЗ так, чтобы аппараты и проводники попадали в наиболее тяжелые условия работы:

- на сборных шинах РУ каждого напряжения;
- за трансформаторами собственных нужд.

5.2. Расчет токов короткого замыкания для выбора электрических аппаратов

Расчет токов КЗ может выполняться практическим методом с применением расчетных кривых или аналитическим методом с использованием типовых кривых [1], [4]. Для обоих методов расчета токов КЗ требуется исходную схему замещения преобразовать к простейшему виду, когда источник питания или группа источников связаны с точкой КЗ одним сопротивлением $X_{рез}$. Расчет обычно выполняют в относительных единицах.

Для всех расчетных точек определяются следующие величины: начальное значение периодической составляющей тока КЗ ($I_{п0}$), ударный ток КЗ (i_y) и ток в момент t расхождения контактов выключателя ($I_{пт}$). Результаты расчетов токов КЗ для каждой точки сводят в табл. 5.1.

Таблица 5.1

Точка КЗ	$S_n, \text{МВ}\cdot\text{А}$	$I_{п0}, \text{кА}$	$I_{пт}, \text{кА}$	k_y	$i_y, \text{кА}$

Перечисленные величины определяются для всех точек. Последовательность расчета принимается такой, чтобы при вычислении токов в каждой следующей точке КЗ использовались результаты преобразования в предыдущей точке КЗ.

Подробно методика расчета токов КЗ приведена в [1], [4].

При расчете токов КЗ на ПЭВМ алгоритм, программы расчета и порядок подготовки данных поясняются на консультации.

5.3. Выбор токоограничивающих реакторов

Реакторы служат для ограничения токов КЗ в мощных электроустановках, что позволяет применять более легкие и дешевые выключатели и уменьшать площадь сечения кабелей, а следовательно, удешевлять РУ и распределительные сети. Основная область применения реакторов – электрические сети напряжением 6–10 кВ.

Для ограничения тока КЗ в РУ 6–10кВ электрических подстанций применяют линейные реакторы.

Линейные реакторы включаются последовательно в цепь отходящей линии (линий), они предназначены для ограничения тока КЗ в распределительной сети. При выборе линейных реакторов предпочтение отдается групповым сдвоенным реакторам, так как они экономичнее индивидуальных. Номинальный ток реактора определяют исходя из наибольшего тока групп линий, присоединенных к шинным сборкам группового реактора. Рекомендуется, чтобы число линий, присоединенных к групповой сборке, не превышало трех-четырёх.

Сопротивление линейных реакторов X_p определяется из условия ограничения тока КЗ до тока отключающей способности выключателя $I_{\text{ном.откл}}$.

При выборе реактора выполняется упрощенный расчет тока КЗ, когда вся система, включая проектируемую подстанцию, приводится к одному результирующему сопротивлению между объединенными источниками питания и точкой КЗ $X_{\text{рез}}$. Сверхпереходный ток в выбранной точке КЗ определяется как

$$I_{\text{п0}} = \frac{I_6}{X_{\text{рез}}}, \quad (5.1)$$

где I_6 – базисный ток ступени напряжения, на которой выбрана точка КЗ.

Желаемое сопротивление системы для обеспечения отключающей способности выключателя (например, ВМП-10 – $I_{\text{ном.откл}} = 20$ кА).

$$X_{\text{сист.жел}} = \frac{U_{\text{ср.ном}}}{\sqrt{3} \cdot I_{\text{ном.откл}}}. \quad (5.2)$$

Расчетное сопротивление системы:

$$X_{\text{сист}} = \frac{U_{\text{ср.ном}}}{\sqrt{3} \cdot I_{\text{п0}}} \quad (5.3)$$

Разность полученных сопротивлений дает желаемое сопротивление реактора $X_{\text{р.жел}}$:

$$X_{\text{р.жел}} = X_{\text{сист.жел}} - X_{\text{сист}} \quad (5.4)$$

Затем в соответствии с требуемыми значениями $U_{\text{ном}}$ и $I_{\text{ном}}$ выбирается реактор с сопротивлением $X_{\text{р.ном}}$ ближайшим большим значения $X_{\text{р.жел}}$. Методика расчета приведена [10, с. 251].

6. ВЫБОР ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ АППАРАТОВ

6.1. Общие положения по выбору аппаратов

Электрические аппараты выбирают по расчетным условиям нормального режима и проверяют на работоспособность в условиях аномальных режимов (термическая и динамическая стойкость при коротких замыканиях, коммутационная способность и т. д.) [4], [10].

Факторы, учитываемые при выборе аппаратов, указаны в табл. 6.1.

Таблица 6.1

Тип электрического аппарата	Номинальное напряжение	Номинальный ток	Динамическая стойкость	Термическая стойкость	Коммутационная способность	Нагрузка вторичных цепей
Выключатель	+	+	+	+	+	–
Разъединитель	+	+	+	+	(+)	–
Короткозамыкатель	+	–	+	+	–	–
Отделитель	+	+	+	+	(+)	–
Трансформатор тока	+	+	+	+	–	+
Трансформатор напряжения	+	–	–	–	–	+

Примечание. Учитываемые факторы обозначены знаком «+», не учитываемые (–) «–», а отмеченные знаком (+) учитываются в частных случаях.

Условия выбора и проверки аппаратов изложены ниже.

6.2. Выбор коммутационных аппаратов

Выбор выключателей производим по следующим параметрам:

– по напряжению электроустановки:

$$U_{\text{уст}} \leq U_{\text{ном}}; \quad (6.1)$$

– по длительному рабочему току с учетом возможных длительных перегрузок основного оборудования:

$$k \cdot I_{\text{раб.ном}} \leq I_{\text{ном}}, \quad (6.2)$$

где $U_{\text{ном}}$, $I_{\text{ном}}$ – паспортные (каталожные) параметры выключателя; k – коэффициент, зависящий от допускаемых длительных повышений номинального тока (для трансформаторов, не работающих в блоке с генератором $k = 1,4$).

Проверку выключателей производим по следующим формулам:

– на электродинамическую стойкость выполняем по условиям:

$$I_{\text{п0}} \leq I_{\text{дин}}; \quad (6.3)$$

$$i_y \leq I_{\text{а.дин}}; \quad (6.4)$$

где $I_{\text{п0}}$, i_y – расчетные значения периодической составляющей тока КЗ (при $t = 0$) и ударного тока (при $t = 0,01$ с) в цепи, для которой выбирается выключатель; $I_{\text{дин}}$, $I_{\text{а.дин}}$ – действующее и амплитудное значение предельного и сквозного тока КЗ (каталожные параметры выключателя).

Выбрав выключатель по рассмотренным параметрам, зная по каталогу собственное время отключения выключателя $t_{\text{с.в}}$, находят время от начала КЗ до расхождения контактов выключателей:

$$t = t_{\text{з.мин}} + t_{\text{с.в}},$$

где $t_{\text{з.мин}}$ – минимальное время действия релейной защиты принимаем равным 0,01с, и для этого времени определяют периодическую $I_{\text{пт}}$ и апериодическую в составляющие тока КЗ; t – полное время отключения выключателя (приводится в технических характеристиках выключателя).

Отключающая способность выключателя проверяется по следующим условиям:

1. Производится проверка на симметричный ток отключения по условию

$$I_{шт} \leq I_{\text{ном.откл}}, \quad (6.5)$$

где $I_{\text{ном.откл}}$ – номинальный ток отключения по каталогу.

2. Проверяется возможность отключения апериодической составляющей тока КЗ $i_{a\tau}$. Определяют процентное содержание $i_{a\tau}$ в токе и проверяют выполнение условия

$$\beta \leq \beta_{\text{ном}}. \quad (6.6)$$

Величину β находят по выражению

$$\beta = \frac{i_{a\tau}}{\sqrt{2} \cdot I_{шт}} \cdot 100\%; \quad (6.7)$$

$$i_{a\tau} = \sqrt{2} \cdot I_{п0} \cdot e^{-\frac{t}{T_a}}, \quad (6.8)$$

где T_a – постоянная времени затухания. Величину T_a и значение ударного коэффициента можно определить по [9, табл. 2.3].

На термическую стойкость выключатель проверяют по расчетному импульсу квадратичного тока КЗ B_k и найденным в каталоге предельному гарантированному заводом-изготовителем току термической устойчивости аппарата I_T и времени его протекания t_T :

$$B_k \leq I_T^2 \cdot t_T. \quad (6.9)$$

Параметр B_k определяется следующим образом:

$$B_k = I_{п0}^2 \cdot (t_{\text{откл}} + T_a), \quad (6.10)$$

где $t_{\text{откл}} = t_{р.з} + t_b$, $t_{р.з}$ – время действия релейной защиты; t_b – полное время отключения выключателя (приводится в технических характеристиках выключателя).

Необходимо отметить, что расчетным видом КЗ для проверки на электродинамическую термическую стойкость является трехфазное КЗ. Если же в сетях с эффективно-заземленной нейтралью ($U = 110$ кВ и выше) оказывается, что ток однофазного КЗ больше тока трехфазного КЗ, то проверку на отключающую способность ведут по более тяжелому режиму.

Разъединители, отделители и выключатели нагрузки выбираются по номинальному напряжению $U_{\text{ном}}$, номинальному длительному току $I_{\text{ном}}$, а в режиме КЗ проверяют на термическую и электродинамическую стойкость. Для короткозамыкателей выбор по номинальному току не требуется.

Выключатели нагрузки проверяют дополнительно по току отключения:

$$k \cdot I_{\text{раб.ном}} \leq I_{\text{ном.откл}} \quad (6.11)$$

Выбор предохранителей производится по параметрам $U_{\text{ном}}$, $I_{\text{ном}}$ с проверкой выполнения условия $I_{\text{п0}} \leq I_{\text{ном.откл}}$.

Расчетные величины для выбора перечисленных аппаратов те же, что и для выключателей.

Выбор рассмотренных и других типов электрических аппаратов рекомендуется производить в табличной форме. Так, например, табл. 6.2 соответствует условиям выбора выключателя.

Таблица 6.2

Расчетные параметры цепи	Каталожные данные выключателя	Условия выбора
$U_{\text{уст}}$	$U_{\text{ном}}$	$U_{\text{уст}} \leq U_{\text{ном}}$
$k \cdot I_{\text{раб.ном}}$	$I_{\text{ном}}$	$k \cdot I_{\text{раб.ном}} \leq I_{\text{ном}}$
$I_{\text{пт}}$	$I_{\text{ном.откл}}$	$I_{\text{пт}} \leq I_{\text{ном.откл}}$
$\beta = \frac{i_{\text{ат}}}{\sqrt{2} \cdot I_{\text{пт}}} \cdot 100\%$	$\beta_{\text{ном}}$	$\beta \leq \beta_{\text{ном}}$
$I_{\text{п0}}$	$I_{\text{дин}}$	$I_{\text{п0}} \leq I_{\text{дин}}$
$i_{\text{у}}$	$I_{\text{а.дин}}$	$i_{\text{у}} \leq I_{\text{а.дин}}$
$B_{\text{к}}$	$I_{\text{т}}; t_{\text{т}}$	$B_{\text{к}} \leq I_{\text{т}}^2 \cdot t_{\text{т}}$

6.3. Выбор измерительных трансформаторов

Трансформаторы тока (ТА) выбираются:

- по напряжению установки $U_{\text{уст}} \leq U_{\text{ном}}$;
- по номинальному первичному току $I_{1\text{ном}}$ (номинальный ток должен быть как можно ближе к рабочему току установки, так как перегрузка первичной обмотки приводит к увеличению погрешности);
- по конструкции и классу точности;
- по электродинамической стойкости:

$$i_y = k_{\text{дин}} \cdot \sqrt{2} \cdot I_{1\text{ном}}, \quad (6.12)$$

где $k_{\text{дин}}$ – кратность электродинамической стойкости по каталогу;

- по термической стойкости:

$$B_k \leq (k_T \cdot I_{1\text{ном}})^2 \cdot t_T, \quad (6.13)$$

где k_T – кратность термической стойкости по каталогу;

- по вторичной нагрузке:

$$z_2 \leq z_{2\text{ном}}, \quad (6.14)$$

где z_2 – вторичная нагрузка трансформатора тока; $z_{2\text{ном}}$ – номинальная допустимая нагрузка трансформатора тока в выбранном классе точности.

Рассмотрим порядок расчета нагрузки z_2 . Индуктивное сопротивление токовых цепей невелико, поэтому $z_2 \approx r_2$. Вторичная нагрузка состоит из сопротивления приборов $r_{\text{приб}}$, соединительных проводов $r_{\text{пров}}$ и переходного сопротивления контактов $r_{\text{конт}}$:

$$r_2 = r_{\text{приб}} + r_{\text{пров}} + r_{\text{конт}}. \quad (6.15)$$

Сопротивление приборов:

$$r_{\text{приб}} = \frac{S_{\text{приб}}}{I_{2\text{ном}}^2}, \quad (6.16)$$

где $S_{\text{приб}}$ – мощность, потребляемая приборами; $I_{2\text{ном}}$ – номинальный вторичный ток ТА, равный 1 А для мощных РУ 220–330 кВ и выше, в остальных случаях $I_{2\text{ном}} = 5$ А.

Трансформаторы тока установлены во всех цепях. Необходимые измерительные приборы выбираются согласно рекомендациям [1, раздел 9.3] и [4, табл. 4.9].

Сопротивление контактов $r_{\text{конт}}$ принимают равным 0,05 Ом при двух-трех и 0,1 Ом – при большем числе приборов.

Зная $z_{2\text{ном}}$, определим допустимое сопротивление и площадь сечения провода:

$$S = \frac{\rho \cdot l_{\text{расч}}}{r_{\text{пров}}}, \quad (6.17)$$

где ρ – удельное сопротивление материала провода; $l_{\text{расч}}$ – расчетная длина, зависящая от схемы соединения трансформатора тока и расстояния от трансформаторов тока до приборов: при включении в неполную звезду $l_{\text{расч}} = \sqrt{3}l$; при включении в звезду $l_{\text{расч}} = l$; при включении в одну фазу $l_{\text{расч}} = 2l$.

Здесь следует отметить, что провода с медными жилами ($\rho = 0,0175 \frac{\text{Ом} \cdot \text{мм}^2}{\text{м}}$) применяются на подстанциях с высоким напряжением 220 кВ и выше. В остальных случаях во вторичных цепях применяются провода с алюминиевыми жилами ($\rho = 0,0283 \frac{\text{Ом} \cdot \text{мм}^2}{\text{м}}$).

Длину соединительных проводов от трансформаторов тока до приборов (в один конец) можно принять для разных присоединений приблизительно равной, м:

Таблица 6.3

Наименование и напряжение установки	Длина, м
Линии 6–10 кВ к потребителям	4...6
Все цепи РУ 35 кВ	60...75
Все цепи РУ 110 кВ	75...100
Все цепи РУ 220 кВ	100...150

Для подстанций указанные длины снижают на 15...20 %. Полученная площадь сечения не должна быть меньше 4 мм² для проводов

с алюминиевыми жилами и $2,5 \text{ мм}^2$ для проводов с медными жилами – по условию механической прочности. Провода с площадью сечения больше 6 мм^2 обычно не применяются.

Трансформаторы напряжения выбирают по условиям: $U_{\text{уст}} \leq U_{1\text{ном}}$, $S_2 \leq S_{2\text{ном}}$ в намеченном классе точности, где $U_{1\text{ном}}$ – номинальное первичное напряжение; S_2 – мощность внешней вторичной цепи (вторичная нагрузка); $S_{2\text{ном}}$ – номинальная вторичная нагрузка. За $S_{2\text{ном}}$ принимают мощность всех трех фаз однофазных трансформаторов напряжения, соединенных по схеме звезды и удвоенную мощность однофазного трансформатора, включенного по схеме неполного треугольника.

Перечень измерительных приборов для расчетной цепи принимается на основании рекомендаций [4, табл. 4.24]. Для упрощения расчетную нагрузку приборов не разделяют по фазам. При определении вторичной нагрузки сопротивление соединительных проводов не учитывают, так как оно мало. Обычно сечение проводов принимают из условий механической прочности, равной $1,5$ и 2 мм^2 соответственно для медных и алюминиевых проводов.

7. ВЫБОР ТОКОВЕДУЩИХ ЧАСТЕЙ РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНЫХ УСТРОЙСТВ

7.1. Общие положения

Основное электрическое оборудование электростанций и подстанций и аппараты в этих цепях соединяются между собой проводниками разного типа, которые образуют токоведущие части электрической установки.

При выборе токоведущих частей необходимо обеспечить выполнение ряда требований, вытекающих из условий работы. Проводники должны:

- 1) длительно проводить рабочие токи без чрезмерного повышения температуры;
- 2) противостоять кратковременному электродинамическому и тепловому действию токов КЗ;

3) выдерживать механические нагрузки, создаваемые собственной массой и массой связанных с ними аппаратов, а также усилия, возникающие в результате атмосферных воздействий;

4) удовлетворять требованиям экономичности электроустановки.

Рассмотрим типы проводников, применяемых на подстанциях:

1. На подстанциях в открытой части могут применяться провода АС или жесткая ошиновка алюминиевыми трубами. Соединение трансформатора с закрытым РУ 6–10 кВ или с КРУ 6–10 кВ осуществляется гибким подвесным токопроводом, шинным мостом или закрытым комплектным токопроводом. В РУ 6–10 кВ применяется жесткая ошиновка.

2. В цепях линий 6–10кВ вся ошиновка до реактора и за ним, а также в шкафах КРУ выполнена прямоугольными алюминиевыми шинами. Непосредственно к потребителю отходят кабельные линии.

3. Цепь трансформатора собственных нужд. От стены ЗРУ до выводов ТСН, установленного вблизи ЗРУ, соединение выполняется жесткими алюминиевыми шинами. Если ТСН устанавливается на удалении от ЗРУ, то участок между ними выполняется гибким токопроводом. От трансформатора до РУ собственных нужд применяется кабельное соединение.

7.2. Выбор жестких шин

В закрытых РУ 6–10 кВ и в ряде случаев в открытых РУ напряжением 35 кВ и выше ошиновка (присоединения к сборным шинам) и сборные шины выполняются жесткими алюминиевыми шинами. Медные шины из-за высокой их стоимости не применяются даже при больших токовых нагрузках. При токах до 300 А применяются одно- и двухполосные шины. При больших токах рекомендуются шины коробчатого сечения, так как они обеспечивают меньшие потери от эффекта близости и поверхностного эффекта, а также лучшие условия охлаждения.

Выбор сечения ошиновки производится по экономической плотности тока [4, с. 265]:

$$S_{\text{эк}} = \frac{I_{\text{раб.ном}}}{j_{\text{эк}}}, \quad (7.1)$$

где $j_{\text{эк}}$ – экономическая плотность тока, зависящая от величины $T_{\text{м}}$.

Для алюминиевых и сталеалюминевых проводников

- при $T_m = 1000 \dots 3000$ часов – $j_{\text{эк}} = 1,3 \text{ А/мм}^2$;
- при $T_m = 3000 \dots 5000$ часов – $j_{\text{эк}} = 1,1 \text{ А/мм}^2$;
- свыше 5000 часов – $j_{\text{эк}} = 1,0 \text{ А/мм}^2$.

Сечение, найденное по (7.1.), округляется. При этом принимается ближайшее меньшее стандартное сечение, если оно не отличается от экономического больше, чем на 15 %. В противном случае, принимается ближайшее большее стандартное сечение.

Следует учесть, что по экономической плотности тока не выбираются:

- сборные шины всех напряжений, так как нагрузка по длине неравномерна и на многих ее участках меньше рабочего тока;
- ошиновка и кабели резервных линий и резервных трансформаторов СН, так как они включаются эпизодически.

Выбранные по $j_{\text{эк}}$ шины проверяются:

- по допустимому току из условий нагрева;
- на термическую стойкость при воздействии токов КЗ;
- на динамическую стойкость при КЗ (механический расчет).

Проверка шин по допустимому току осуществляется по условию их нагрева током утяжеленного режима $k \cdot I_{\text{раб.ном}} \leq I'_{\text{доп}}$, где $I'_{\text{доп}}$ – допустимый ток на шины выбранного сечения с учетом температуры охлаждающей среды, отличной от принятой в таблицах [4, с. 267], при определении допустимого тока $I_{\text{доп}}$.

Величину $I'_{\text{доп}}$ можно определить из приближенного равенства:

$$I'_{\text{доп}} = I_{\text{доп}} \cdot \sqrt{\frac{Q_{\text{ном}} - Q_{\text{в}}}{Q_{\text{ном}} - Q_{\text{в.н}}}}, \quad (7.2)$$

где $Q_{\text{ном}}$ – допустимая температура нагрева шины [9, табл. 1.3]; $Q_{\text{в}}$ – температура окружающей среды (воздуха) [9, табл. 1.4]; $Q_{\text{в.н}}$ – нормированная температура воздуха.

Проверка термической устойчивости шин сводится к определению допустимого по условиям нагрева токами КЗ сечения и сопротивления его с выбранным $F_{\text{расч}}$ по условиям рабочего режима:

$$F_{\text{min}} = \frac{\sqrt{B_{\text{к}}}}{c} \leq F_{\text{расч}}, \quad (7.3)$$

где значение коэффициента c следует брать по табл. 7.1.

Таблица 7.1.

Вид и материал проводника	Коэффициент c
Медные шины	170
Алюминиевые шины	90
Кабели до 10 кВ с медными жилами	160
Кабели до 10 кВ с алюминиевыми жилами	110

Проверка шин на электродинамическую стойкость сводится к механическому расчету шинной конструкции при КЗ. Электродинамические силы, возникающие при КЗ, носят колебательный характер. Эти силы приводят шины и изоляторы, представляющие собой динамическую систему в колебательное движение. Для обеспечения механической прочности шин при токах КЗ расчетное напряжение в материале не должно превосходить $\delta_{\text{доп}} = 70$ МПа для алюминия и $\delta_{\text{доп}} = 140$ МПа для меди [4, с. 270].

Условие проверки:

$$\delta_{\text{расч}} \leq \delta_{\text{доп}}. \quad (7.4)$$

Для однополосных шин (или труб) максимальное расчетное напряжение в шине определяется по формуле

$$\delta_{\text{расч}} = \frac{f \cdot l_{\text{пр}}^2}{10 \cdot W}, \quad (7.5)$$

где f – максимальное усилие, приходящееся на 1 м длины, от взаимодействия между токами фаз, Н/м; $l_{\text{пр}}$ – расстояние (пролет) между осями изоляторов вдоль фазы, м; W – момент сопротивления шины относительно оси, перпендикулярной направлению действия усилия, м³.

Формулы для подсчета момента сопротивления:

– для прямоугольных шин $W = \frac{b \cdot h^2}{6}$ или $W = \frac{b^2 \cdot h}{6}$ в зависимости от их взаимного расположения, где b – толщина шины, м; h – ее высота, м;

– для труб $W = \frac{0,1 \cdot (D^4 - d^4)}{D}$, где D и d – соответственно внешний и внутренний диаметр трубы;

– моменты сопротивления коробчатых шин приведены в [9, табл. 2.4].

Усилие при расположении шин в одной плоскости:

$$f = 1,76 \cdot \frac{i_y^2}{a} \cdot 10^{-7}, \quad (7.6)$$

где a – расстояние между осями смежных фаз, м.

Максимальное расчетное напряжение в многополосных шинах, когда в пакет входят две или три полосы, находится по выражению $\delta_{\text{расч}} = \delta_{\text{ф}} + \delta_{\text{п}}$, где $\delta_{\text{ф}}$ – напряжение от взаимодействия фаз, определяемое также как и для однополосных шин; $\delta_{\text{п}}$ – напряжение от взаимодействия полос пакета одной фазы.

Величина $\delta_{\text{п}}$ определяется как

$$\delta_{\text{п}} = \frac{f_{\text{п}} \cdot l_{\text{п}}^2}{2 \cdot b^2 \cdot h}, \quad (7.7)$$

где $f_{\text{п}}$ – усилие, приходящееся на 1 м длины полосы от взаимодействия между токами полос пакета, Н/м; $l_{\text{п}}$ – расстояние между прокладками пакета, м.

При этом сила взаимодействия между полосами в двухполосных шинах и сила, действующая на крайние полосы в трехполосных шинах (как наиболее деформируемые) составляет в Н/м соответственно:

$$f_{\text{п}} = 0,25 \cdot k_{\text{ф}} \cdot \frac{i_y^2}{b} \cdot 10^{-7}; \quad f_{\text{п}} = 0,16 \cdot k_{\text{ф}} \cdot \frac{i_y^2}{b} \cdot 10^{-7},$$

где k_{ϕ} – коэффициент формы шин, учитывающий влияние поперечных размеров проводника на силы взаимодействия и определяемый по [1, рис. 7.6]. Рекомендации по выбору значений параметров a , $l_{п}$, $l_{пр}$ приведены в [4, с. 281].

Сборные шины РУ выбираются по допустимому рабочему току. Расчетные рабочие токи сборных шин зависят от рабочих токов присоединений, их взаимного расположения в РУ, а также от вида сборных шин и режима установки. Для выбора площади сечения сборных шин по утяжеленному режиму следует выявить ожидаемые рабочие токи на отдельных участках РУ при наиболее неблагоприятных условиях. Если рабочие токи на этих участках резко различны, шины могут быть выбраны «ступенчатыми» – с площадью сечения, соответствующей рабочим токам участков. Площадь сечения шин должна быть достаточной для передачи рабочего тока наиболее мощного агрегата.

Сборные шины проверяются на тех же условиях, рассматриваемых выше. Кроме того, РУ 35 кВ и выбранное выше сечение жестких шин проверяется на корону [4, с. 281].

Следует подчеркнуть важность момента выбора формы сечения шин. В закрытом РУ до 20 кВ включительно шины выполняются из полос прямоугольного сечения, так как проводники с прямоугольным сечением более экономичны, чем с круглым. В РУ 35 кВ и выше по условиям короны применяются шины только круглого сечения.

7.3. Выбор гибких шин и токопроводов

В РУ 35 кВ и выше применяются гибкие шины, выполненные проводами АС. Они выбираются по тем же условиям, что и жесткие шины. Добавляется лишь проверка выбранного сечения шин на исключение возможности схлестывания шин или опасного их сближения в результате динамического действия токов КЗ (вместо проверки на электродинамическую стойкость). Методика проверки гибких шин на схлестывание изложена в [4, с. 278]; пример расчета – в [4, с. 285].

Гибкие токопроводы для соединения трансформаторов с РУ 6–10 кВ выполняются пучком проводов, закрепленных по окружности в кольцах – обоймах. Два провода из пучка – сталеалюминиевые – несут в основном механическую нагрузку от собственного веса, гололеда, ветра. Остальные провода – алюминиевые – являются только токоведущими.

Расчет гибкого токопровода заключается в определении числа и сечения проводников.

Экономическое сечение токопроводов определяется по выражению (7.1).

Исходя из общего сечения пучка $F_{\text{ЭК}}$ проводов выбираются несущие провода. Сечение несущего провода принимается равным $F_{\text{нес}} = 0,15 \cdot F_{\text{ЭК}}$.

Число и сечение токоведущих проводов выбирается по следующим условиям:

1. $S \cdot n + 2 \cdot S_{\text{нес}} = S_{\text{ЭК}}$.

2. Сечение несущего провода рекомендуется брать на ступень больше токоведущего.

Выбранное сечение токопровода проверяется по длительно допустимому току, термическому и электродинамическому действию тока КЗ.

7.4. Выбор кабелей

Кабели выбираются по напряжению установки и экономической плотности тока.

Проверка нагрева кабелей при аварийных перегрузках производится по условию

$$k \cdot I_{\text{раб.ном}} \leq k_1 \cdot k_2 \cdot k_3 \cdot I_{\text{доп}},$$

где $I_{\text{доп}}$ – длительно допустимый ток на одиночный кабель, проложенный в земле при температуре почвы 15 °С или на воздухе при температуре 25 °С; k_1, k_2, k_3 – поправочные коэффициенты соответственно на температуру почвы, воздуха и на число кабелей в траншее, определяемые по [9, табл. П.14, П.15, П.16].

Выбранные сечения кабеля проверяются по выражению (7.3) на термическую устойчивость.

8. КОНТРОЛЬНО-ИЗМЕРИТЕЛЬНЫЕ ПРИБОРЫ НА ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ ПОДСТАНЦИЯХ

Контроль за режимом работы основного и вспомогательного оборудования на электростанциях и подстанциях осуществляется с помощью контрольно-измерительных приборов.

Измерениями должны быть охвачены все параметры основного и вспомогательного оборудования, которые определяют режим управляемого объекта – электрической подстанции.

Структурная схема системы измерения в общем случае включает в себя: первичный измерительный прибор, преобразователи, канал связи и вторичный измерительный прибор.

На электрических подстанциях используются измерительные приборы четырех типов:

- 1) показывающие аналоговые и цифровые приборы – для визуального наблюдения за параметрами режима;
- 2) регистрирующие (самопишущие) приборы – для непрерывной графической или цифровой записи параметров в нормальном режиме;
- 3) интегрирующие приборы (счетчики) – для суммирования показаний во времени;
- 4) фиксирующие приборы (самопишущие приборы с ускоренной записью, осциллографы, специальные регистраторы событий и др.) для графической записи параметров в аварийных условиях.

В соответствии с ПУЭ щитовые показывающие или регистрирующие электроизмерительные приборы должны иметь класс точности не ниже 2,5; счетчики активной энергии, предназначенные для денежных расчетов (расчетные счетчики) – не ниже 2,0, а для линий межсистемных связей напряжением 110 кВ – 1,0, 220 кВ и выше – 0,5. Класс точности счетчиков реактивной энергии выбирают на одну ступень ниже класса точности соответствующих счетчиков активной энергии. Для фиксирующих приборов допускается класс 3,0. Амперметры подстанций, РУ могут иметь класс точности 4,0.

Состав измерительных приборов, которые должны быть установлены для контроля за режимом работы основного электрооборудования подстанции приведен в [1, рис. 9.3], [4, табл. 4.24], [5, с. 476].

Контроль за работой двухобмоточного трансформатора осуществляется с помощью комплекта приборов, устанавливаемых на стороне низкого напряжения и включающих в себя амперметр, ваттметр и варметр. Вместо ваттметра и варметра практикуют использование одного комбинированного прибора с переключением в цепях напряжения. При необходимости учета энергии, протекающей через трансформатор на нем устанавливают счетчики активной и реактивной энергии. Если возможен реверсивный режим работы трансформатора, то устанавливают ваттметр и варметр с двухсторонней шкалой и два комплекта счетчиков со стопорами. У трехобмоточных трансформаторов и автотрансформаторов на сторонах низкого и среднего напряжения устанавливают те же приборы, что и у двухобмоточного трансформатора. Контроль за током осуществляют на всех обмотках.

На сборных шинах повышенного напряжения предусматривают по одному указывающему вольтметру на каждой системе или секции шин, аварийные осциллографы.

На линиях 6–35 кВ, которые обычно идут непосредственно к потребителям, устанавливают амперметр и счетчик активной энергии. Счетчик реактивной энергии требуется при расчете с потребителями с учетом коэффициента мощности.

Линии напряжением 110 кВ и выше сетей районного значения нуждаются в контроле за током и мощностью, осуществляемом одним или тремя амперметрами (при пофазном управлении), ваттметром и варметром. Учет активной энергии должен быть обеспечен лишь на линиях межсистемных связей, проводимый на каждом конце счетчиками активной энергии со стопорными механизмами.

На сборных шинах понижающих подстанций устанавливают указывающий вольтметр на каждой системе и секции сборных шин всех напряжений. На шинах 6–35 кВ – комплект приборов контроля изоляции. Для выявления картины того или иного аварийного режима на подстанциях устанавливают осциллографы, записывающие режимные параметры, подлежащие контролю.

Питание приборов осуществляется от измерительных трансформаторов.

9. РАЗРАБОТКА ЧЕРТЕЖА ГЛАВНОЙ СХЕМЫ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СОЕДИНЕНИЙ ПОДСТАНЦИИ

На чертеже главной схемы соединений должны быть показаны: трансформаторы – силовые измерительные и СН, отходящие линии, сборные шины РУ всех напряжений, выключатели, разъединители, отделители, короткозамыкатели, реакторы, предохранители и токоведущие части РУ. Кроме того, на ней рядом с основным оборудованием показываются все относящиеся к нему контрольно-измерительные приборы.

Главные схемы изображаются в однолинейном исполнении, при отключенном положении всех элементов установки.

Все элементы схемы и связи между ними изображаются в соответствии с ЕСКД. При необходимости допускается размеры графических обозначений пропорционально увеличивать или уменьшать по сравнению с рекомендованными ГОСТами.

Графические изображения на чертеже должны быть наглядны, удобны для чтения, с минимально возможным числом пересечений и равномерным заполнением листа.

Силовые трансформаторы изображаются со схемами соединений их обмоток. Обычно силовые трансформаторы имеют группу соединений $Y/\Delta-11$. Нулевые выводы силовых трансформаторов соединяются с землей по схеме, соответствующей режиму работы нейтрали сети. Нулевые точки силовых трансформаторов 110–220 кВ заземляются через разъединитель. Так как изоляция нулевых выводов указанных трансформаторов позволяет работу с изолированной нейтралью, то для снижения уровней однофазных КЗ в отдельных случаях на части трансформаторов подстанций их нейтрали разделяются. В таком режиме работы для защиты изоляции трансформатора от атмосферных перенапряжений должен быть предусмотрен ограничитель перенапряжений (ОПН), включаемый параллельно разъединителю. При выборе указанных разъединителей и ОПН их рабочее напряжение принимается на класс меньше напряжения высокой стороны трансформатора.

Присоединения к сборным шинам komponуются таким образом, чтобы исключить по шинам большие перетоки мощности. Поэтому присоединения трансформаторов должны чередоваться с отходящими линиями, а шиносоединительные и обходные выключатели располагаются

в средней части шин. Здесь же устанавливают ОПН и трансформаторы напряжения, без выведения для них отдельных ячеек. При секционированных системах шин присоединения размещаются так, чтобы нагрузка по секциям была одинаковой.

При большом количестве однотипных присоединений на каждой секции сборных шин или групповой сборке линейных реакторов разрешается показывать только 2–3 присоединения, изобразив при этом на шинах место разрыва, а действительное число присоединений указывается надписью.

Для обеспечения безопасности людей при проведении ремонтных работ на оборудовании электрических подстанций необходимо ремонтируемую цепь отключить, создать видимый разрыв и заземлить. Это производится при помощи выключателей и разъединителей с заземляющими ножами.

Число и размещение в цепях присоединений определяется их назначением. Места установки заземляющих ножей на разъединителях намечаются исходя из условий возможности заземления при ремонтах любых участков подстанции. Обычно заземляющие ножи предусматриваются с двух сторон на линейных разъединителях, шинных разъединителях трансформаторов напряжения и разъединителях секционных выключателей. На шинных разъединителях других присоединений заземляющие ножи устанавливаются только со стороны выключателя.

Измерительные трансформаторы тока (ТА) в сетях с заземленной нейтралью устанавливаются в трех фазах каждой цепи схемы. В установках с изолированной нейтралью ТА могут предусматриваться в двух фазах, если применяемые виды релейных защит не требуют питания от трех фаз.

Каждый ТА напряжением 6–20 кВ выполняется с двумя вторичными обмотками, 35–110 кВ – с тремя, 220 кВ – четырьмя.

Количество ТА в каждой цепи определяется по [5, с. 295] и зависит от назначения цепи, видов защит и других факторов.

На подстанциях обычно используются встроенные в аппараты ТА. Они имеются в нулевых выводах трансформаторов и автотрансформаторов (типа ТВТ). Кроме того, встроенные ТА предусматриваются для ус-

тановки на вводах 35 кВ и выше масляных баковых выключателей (типа ТВ, ТВС, ТВД и ТВУ) и силовых трансформаторов и автотрансформаторов (ТВТ).

Трансформаторы тока, встроенные в выключатель, показываются на схеме с двух сторон условного изображения выключателя (по два ТА с каждой стороны).

Недостающие ТА устанавливаются отдельностоящими. При этом их место размещения выбирается таким образом, чтобы их вывод в ремонт производился совместно с выключателями цепей (до выключателя со стороны трансформатора или линии).

Трансформаторы напряжения (ТВ) обычно устанавливаются:

- на секциях сборных шин всех напряжений – один пятистержневой типа НТМИ, НАМИТ или комплект однофазных типа ЗНОЛ;
- на каждой сборке групповых линейных реакторов – два однофазных ТВ, включенных по схеме неполного треугольника (для питания счетчиков линии).

В главной схеме необходимо предусмотреть защиту изоляции от атмосферных и коммутационных перенапряжений.

Коммутационные перенапряжения в РУ 330 кВ и ниже ограничиваются до допустимых величин выбором рационального способа заземления нейтрали трансформаторов в РУ более высокого напряжения — путем применения выключателей с шунтирующими сопротивлениями, коммутационных разрядников и искрового присоединения реакторов поперечной компенсации.

В РУ напряжением до 330 кВ ОПН размещаются на сборных шинах и присоединяются к ним совместно с ТВ через обычный разъединитель. Кроме того, ОПН устанавливаются на выводах высокого и среднего напряжения трансформаторов (автотрансформаторов), удаленных от РУ на расстояние более 16 метров.

На отходящих линиях электропередач 35 кВ и выше показываются аппараты высокочастотной обработки (конденсаторы связи, фильтры присоединения и заградители) отдельных фаз для образования каналов связи по проводам ЛЭП.

Конденсатор связи создает путь для токов высокой частоты от приемопередатчика в линию и одновременно отделяет приемопередатчик от высокого напряжения промышленной частоты линии. Одним из типов конденсаторов связи являются бумажно-масляные конденсаторы типа СМР–55/3-0,044. На линиях 110 кВ устанавливаются два таких элемента, соединяемых последовательно, на линиях 220 кВ – четыре.

Фильтр присоединения согласовывает входное сопротивление высокочастотного кабеля с входным сопротивлением линии, соединяет конденсатор связи с землей, образуя таким образом замкнутый контур для токов высокой частоты. Фильтр присоединения ОФП-4, выпускаемый промышленностью, выполняется на три диапазона, охватывающие частоты 50...300 кГц.

Заградитель преграждает выход токов высокой частоты за пределы линии. Выпускаемые отечественной промышленностью заградители КЗ-500 рассчитаны на рабочий ток 700 А с пределами настройки 50...300 кГц.

Высокочастотную обработку всех трех фаз выполняют на ЛЭП 330 кВ и выше. При меньших напряжениях обработка выполняется на двух, реже – на одной фазе.

Схемы присоединения аппаратов высокочастотной обработки приведены в [5, с. 475].

В принятую в начале проектирования схему вносятся все изменения и уточнения, которые были выявлены в результате выполнения по следующим разделам проекта.

На чертеже главной схемы рядом с условными обозначениями аппаратов, слева и сверху от них, приводятся номенклатурные обозначения типов, номинальные параметры и другие их характеристики. Все надписи рекомендуется выносить «в рамочках», как это принято в проектных организациях, чтобы они не затемняли схему. Надписи выполняются для одного присоединения каждого типа.

У сборных шин указывается номинальное напряжение, материал и их сечение. На токопроводах – тип, материал и сечение токоведущей части.

10. КОМПАНОВКА И КОНСТРУКТИВНОЕ ВЫПОЛНЕНИЕ РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНЫХ УСТРОЙСТВ

10.1. Классификация распределительных устройств, общие требования, порядок проектирования распределительных устройств

Классификация РУ. Существуют два основных вида РУ: закрытые (ЗРУ) и открытые (ОРУ), оборудование которых расположено соответственно в зданиях и на открытом воздухе. ЗРУ в основном применяются на напряжениях 3–20 кВ. В установках больших напряжений (35–220 кВ) ЗРУ применяются только при ограниченности площади для РУ при избыточной загрязненности атмосферы. Применяются ОРУ на напряжениях 35–1150 кВ, так как при этих напряжениях ОРУ обладают существенными преимуществами по сравнению с ЗРУ: меньший объем строительных работ, существенная экономия строительных материалов; меньшие капитальные затраты, сроки сооружения и т. д. ОРУ имеет и ряд недостатков по сравнению с ЗРУ: менее удобное обслуживание, большая занимаемая площадь; подверженность аппаратов атмосферным воздействиям.

Классификация РУ может быть продолжена по другим признакам, например, по методам сооружения: сборные РУ, в которых большая часть электромонтажных работ производится на месте установки и комплектные РУ заводского изготовления с минимальным объемом электромонтажных работ на месте установки.

Сборные РУ собирают из отдельных элементов и узлов (шкафы, ячейки, панели и др.), изготовленных и укомплектованных на заводах или в специализированных мастерских. Чем крупнее конструктивные узлы заводского изготовления, тем проще проектирование и тем полнее степень индустриализации сооружения таких РУ.

Комплектные РУ состояются (компенсируются) из полностью или частично закрытых шкафов или блоков со встроенными в них аппаратами, устройствами защиты и автоматики, поставляемых в собранном виде или в полностью подготовленном для сборки виде и готовых после установки к включению под напряжение. Комплектные РУ выпускаются как для внутренней (КРУ), так и для наружной (КРУН) установки. Комплектные РУ становятся самой распространенной формой исполнения РУ.

Вместе с тем широко применяются также РУ смешанного типа, выполняемые частично как сборные и частично как комплектные.

В настоящее время выпускаются комплектные РУ лишь на напряжение 6–35 кВ и для схемы с одной системой сборных шин. Сборные РУ могут быть выполнены при любой схеме электрических соединений.

Здания ЗРУ в настоящее время обычно выполняют из сборных железобетонных конструкций, конструкции ОРУ – из сборного железобетона или металла. Железобетонные элементы стандартизированы и размеры здания ЗРУ согласуют с размерами железобетонных конструкций: ширина здания может быть только кратной трем (6, 9, 12 или 15 м), строительный шаг по длине равен только 6 и 12 м, по высоте обычно 4,8–6 м. Применение сборного железобетона позволяет ускорить и осуществить строительство.

Основные требования, предъявляемые к РУ любого вида и подробно описанные в [4, с. 278–284], заключаются в их безопасности для людей, надежности и экономичности

К проектированию конструкций РУ приступают после того, как разработана главная схема электрических соединений, выбраны электрические аппараты и токоведущие части.

Основой для проектирования конструкции РУ при проектировании конкретной подстанции служат типовые конструктивные решения, разработанные ведущими проектными организациями. Примеры типовых решений приведены в [4], [7].

По РУ в пояснительной записке должно быть дано обоснование принимаемой конструкции и краткое описание.

При выполнении чертежей должны соблюдаться следующие требования:

1. Схема разработанного РУ должна соответствовать главной электрической схеме.
2. Размеры и внешний вид электрических аппаратов, изоляторов и шин должны быть вычерчены в соответствии с требованиями ЕСКД.
3. На конструктивном чертеже должны быть указаны размеры строительных конструкций и все электрические расстояния, нормируемые ПУЭ, а также приведена спецификация электрических аппаратов, изоляторов и шин.

ЛИТЕРАТУРА

1. Проектирование электрической части станций и подстанций : учеб. пособие для вузов / Ю. В. Гук [и др.]. – Ленинград : Энергоатомиздат, 1985.
2. Околович, М. Н. Проектирование электрических станций / М. Н. Околович. – Москва : Энергоатомиздат, 1982.
3. Ополева, Г. Н. Схемы и подстанции электроснабжения / Г. Н. Ополева. – Москва : Форум-Инфра, 2006.
4. Рожкова, Л. Д. Электрооборудование станций и подстанций / Л. Д. Рожкова, В. С. Козулин. – 2-е изд. – Москва : Энергия, 1987.
5. Неклепаев, Б. Н. Электрическая часть электростанций и подстанций. Справочные материалы для курсового и дипломного проектирования / Б. Н. Неклепаев, И. П. Крючков. – 4-е изд. – Москва : Энергоатомиздат, 1989.
6. Лычев, П. В. Электрические сети энергетических систем / П. В. Лычев, В. Т. Федин. – Минск : Універсітэцкае, 1990.
7. Лычев, П. В. Электрические сети энергетических систем. Решение практических задач / П. В. Лычев, В. Т. Федин. – Минск : Дизайн ПРО, 1997.
8. Методические указания для курсового проектирования по курсу «Электрические станции и подстанции систем электроснабжения» для студентов специальности 0303 / авт.-сост.: А. Н. Бохан, Г. И. Селиверстов. – Гомель : ГПИ, 1989.
9. Выбор токоведущих частей и кабелей : практ. пособие к решению задач по курсу «Электрическая часть станций и подстанций» для студентов специальности Т.01.01 «Электроэнергетика» днев. и заоч. форм обучения / авт.-сост. А. Н. Бохан. – Гомель : ГГТУ им. П. О. Сухого, 2002.
10. Электрическая часть станций и подстанций: практ. пособие к решению задач по одноим. курсу для студентов специальности 1-42 01 03 «Электроснабжение» днев. и заоч. форм обучения / авт.-сост.: А. Н. Бохан, В. В. Кротенок. – Гомель : ГГТУ им. П. О. Сухого, 2004.
11. Нормы технологического проектирования понижающих подстанций с высшим напряжением 35–750 кВ. – Москва : Энергия, 1978.
12. Правила устройства электроустановок. – 6-е изд., перераб. и доп. – Москва : Атомиздат, 1999.

13. Справочник по проектированию электроэнергетических систем / под ред. С. С. Рокотяна, И. М. Шапиро. – Москва : Энергоатомиздат, 1985.

14. Электротехнический справочник : в 3 ч. – Москва : Энергоиздат, 1980. – т. 1.

15. ГОСТ 30323-95. Методы расчета электродинамического и термического действия тока короткого замыкания. – Минск : Межгос. совет по стандартизации, метрологии и сертификации, 1995.

16. ГОСТ 27514-87. Короткие замыкания в электроустановках. Методы расчета в электроустановках переменного тока напряжением выше 1 кВ. – Москва : Гос. комитет СССР по стандартам, 1987.

17. Евминов, Л. И. Короткие и простые замыкания в распределительных сетях / Л. И. Евминов. – Гомель : ГГТУ им. П. О. Сухого, 2003.

18. Поспелов, Г. Е. Электрические системы и сети / Г. Е. Поспелов, В. Т. Федин, П. В. Лычев. – Минск : Технопринт, 2004.

19. Электрическая часть станций и подстанций / А. А. Васильев [и др.]. – Москва : Энергия, 1990.

ПРИЛОЖЕНИЯ

Приложение 1

Исходные данные для курсового проектирования Варианты схем электрических подстанций

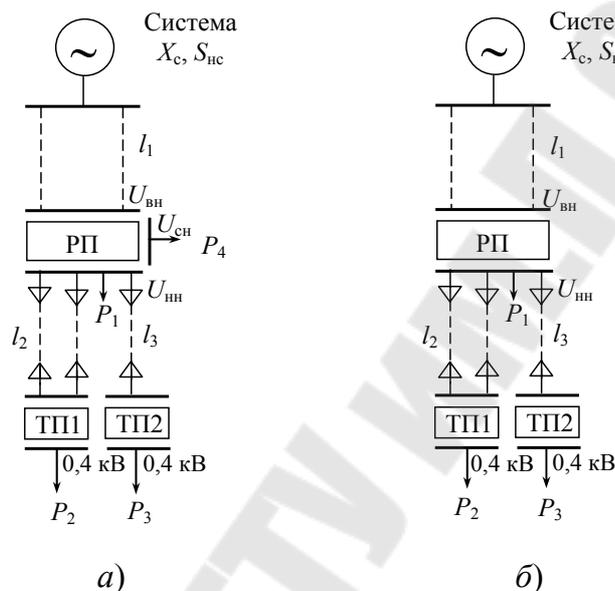


Рис. П.1.1. Схемы понижающих электрических подстанций для курсового проектирования с трехобмоточными (а) и двухобмоточными (б) трансформаторами

Параметры линий и потребителей

Линии:

$$l_1 = (n_{\phi} + n_{и} + n_o) \cdot 2, \text{ км};$$

$$l_2 = n_{\phi} \cdot 50, \text{ м};$$

$$l_3 = n_{и} \cdot 90, \text{ м}.$$

Нагрузка потребителей:

$$P_1 = (n_{\phi} + n_{и} + n_o) \cdot 2, \text{ МВт};$$

$$P_2 = (n_{\phi} + n_{и}) \cdot 100, \text{ кВт};$$

$$P_3 = n_o \cdot 100, \text{ кВт};$$

$$P_4 = n_o \cdot 2, \text{ МВт}.$$

Примечание. n_{ϕ} , $n_{и}$, n_o – соответственно количество букв в фамилии, имени и отчестве студента.

Таблица П.2.1

Параметры источников питания и нагрузок потребителей

Вариант задания		Параметры системы		Напряжение потребителей, кВ		
Схема варианта	Вариант последней цифры зачетки	$S_{ис}$, МВ·А	X_c , о. е.	$U_{вн}$	$U_{сн}$	$U_{пн}$
Рис. 1	0	1800	0,11	220	35	6
	1	1900	0,12	220	35	10
	2	1500	0,09	110	35	6
	3	1400	0,10	110	35	10
Рис. 2	4	1900	0,11	220	–	6
	5	1850	0,10	220	–	10
	6	1400	0,09	110	–	6
	7	1500	0,08	110	–	10
	8	1100	0,11	35	–	6
	9	1200	0,09	35	–	10

Продолжение табл. П.2.1

Вариант задания		Характеристики потребителей											
Схема варианта	Вариант последней цифры зачетки	Коэффициент мощности				Время использования максимальной нагрузки				Категория потребителей			
		1	2	3	4	1	2	3	4	1	2	3	4
Рис. 1	0	0,85	0,86	0,87	0,89	6500	7200	3500	5000	1	1,2	3	2
	1	0,86	0,87	0,88	0,90	6500	7100	3700	5100	1	1,2	3	2
	2	0,87	0,88	0,89	0,91	6700	7000	3800	5200	1	1,2	3	2
	3	0,88	0,89	0,9	0,92	6700	6900	3900	5300	1	1,2	3	2
Рис. 2	4	0,85	0,86	0,87	–	6200	7200	3200	–	1	1,2	3	–
	5	0,86	0,87	0,88	–	6300	7300	3300	–	1	1,2	3	–
	6	0,87	0,88	0,89	–	6400	7000	3400	–	1,2	1,2	3	–
	7	0,88	0,89	0,90	–	6500	7400	3200	–	1	1,2	3	–
	8	0,89	0,9	0,91	–	6600	7500	3300	–	1	1,2	3	–
	9	0,89	0,9	0,92	–	6700	5000	3400	–	1,2	1,2	3	–

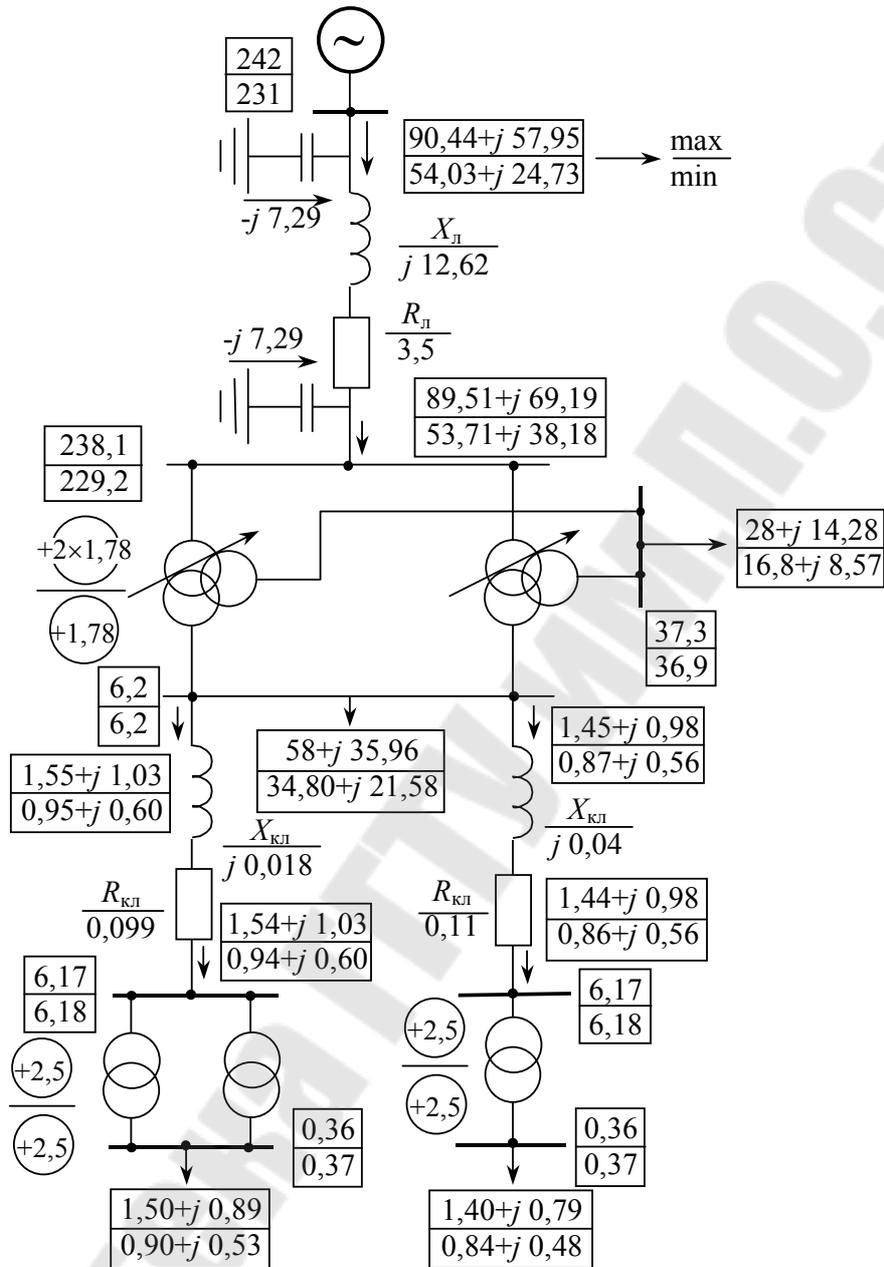


Рис. П.3.1. Пример оформления результатов электрических расчетов:
 $90,44 + j57,95$ – значение и направление потока мощности на участке сети;

- 238,1 – напряжение в данной точке сети, кВ;
- +1,78 – выбранное регулировочное ответвление трансформатора, %

СОДЕРЖАНИЕ

1. Требования к курсовому проекту	3
1.1. Цель курсового проекта	3
1.2. Содержание проекта.....	3
2. Выбор основного оборудования на подстанциях.....	4
2.1. Общие положения	4
2.2. Разработка структурных схем подстанций	4
3. Выбор главной схемы электрических соединений	7
3.1. Общие положения	7
3.2. Выбор схем распределительных устройств	7
3.3. Собственные нужды подстанций.....	13
3.4. Техничко-экономическое сравнение вариантов	13
4. Выбор сечений проводников воздушных линий и расчет режимов электрической сети с проектируемой подстанцией	16
5. Расчет токов короткого замыкания	18
5.1. Назначение и порядок выполнения расчетов токов короткого замыкания.....	18
5.2. Расчет токов короткого замыкания для выбора электрических аппаратов	19
5.3. Выбор токоограничивающих реакторов	20
6. Выбор электрических аппаратов	21
6.1. Общие положения по выбору аппаратов.....	21
6.2. Выбор коммутационных аппаратов.....	22
6.3. Выбор измерительных трансформаторов.....	25
7. Выбор токоведущих частей распределительных устройств ..	27
7.1. Общие положения	27
7.2. Выбор жестких шин	28
7.3. Выбор гибких шин и токопроводов.....	32
7.4. Выбор кабелей	33
8. Контрольно-измерительные приборы на электрических подстанциях	34
9. Разработка чертежа главной схемы электрических соединений подстанции	36
10. Компановка и конструктивное выполнение распределительных устройств.....	40
10.1. Классификация распределительных устройств, общие требования, порядок проектирования распределительных устройств	40
Литература.....	42
Приложения	44

Учебное электронное издание комбинированного распространения

Учебное издание

Селиверстов Георгий Иванович
Жуковец Светлана Григорьевна

**ЭЛЕКТРИЧЕСКИЕ СТАНЦИИ
И ПОДСТАНЦИИ ПРОМЫШЛЕННЫХ
ПРЕДПРИЯТИЙ**

**Методические указания
к курсовому проекту
для студентов специальности 1-43 01 07
«Техническая эксплуатация
энергооборудования организаций»
дневной формы обучения**

Редактор *С. Н. Санько*
Компьютерная верстка *Н. В. Широглазова*

Подписано в печать 27.12.07.

Формат 60x84/16. Бумага офсетная. Гарнитура Таймс.
Цифровая печать. Усл. печ. л. 3,02. Уч.-изд. л. 2,70.
Изд. № 159.

E-mail: ic@gstu.gomel.by
<http://www.gstu.gomel.by>

Издатель и полиграфическое исполнение:
Издательский центр учреждения образования
«Гомельский государственный технический
университет имени П. О. Сухого».
ЛИ № 02330/0131916 от 30.04.2004 г.
246746, г. Гомель, пр. Октября, 48.

