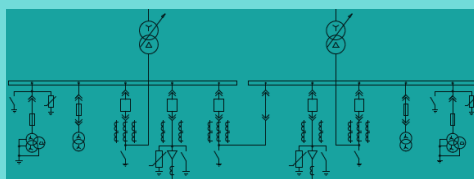
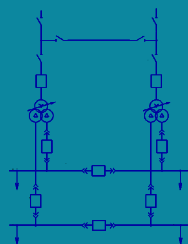


Министерство науки и высшего образования Российской Федерации
Тольяттинский государственный университет
Институт химии и энергетики

Ю.В. Черненко

ПРОЕКТИРОВАНИЕ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ ЧАСТИ ПониЗИТЕЛЬНОЙ ПОДСТАНЦИИ ВЫПОЛНЕНИЕ КУРСОВОГО ПРОЕКТА

Электронное учебно-методическое пособие



© ФГБОУ ВО «Тольяттинский
государственный университет», 2020

ISBN 978-5-8259-1503-6

УДК 621.311.2:621.313/316
ББК 31.277.1

Рецензенты:

д-р техн. наук, профессор, профессор кафедры «Электроснабжение промышленных предприятий» Самарского государственного технического университета *Л.С. Зимин*;
д-р техн. наук, доцент, профессор кафедры «Электроснабжение и электротехника» Тольяттинского государственного университета
А.А. Кувшинов.

Черненко, Ю.В. Проектирование электрической части понижительной подстанции. Выполнение курсового проекта : электронное учебно-методическое пособие / Ю.В. Черненко. – Тольятти : Изд-во ТГУ, 2020. – 1 оптический диск. – ISBN 978-5-8259-1503-6.

В пособии изложена методика и последовательность выполнения курсового проекта; показаны методы выбора силового оборудования, электрических схем и аппаратов; даны формулы, таблицы и схемы, необходимые для выполнения соответствующих разделов проекта.

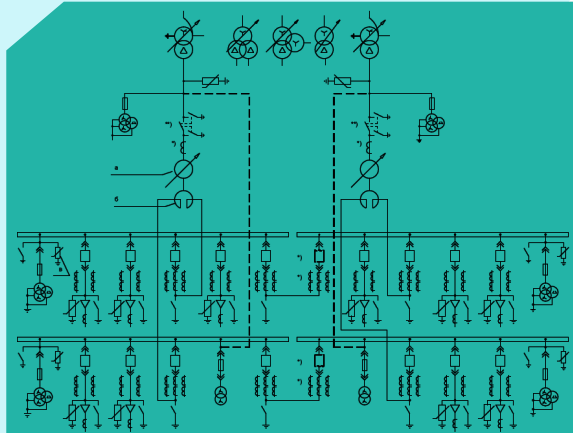
Предназначено для студентов, обучающихся по направлению подготовки бакалавров 13.03.02 «Электроэнергетика и электротехника» очной и заочной форм обучения.

Текстовое электронное издание.

Рекомендовано к изданию научно-методическим советом Тольяттинского государственного университета.

Минимальные системные требования: IBM PC-совместимый компьютер: Windows XP/Vista/7/8; PIII 500 МГц или эквивалент; 128 Мб ОЗУ; SVGA; CD-ROM; Adobe Acrobat Reader.

© ФГБОУ ВО «Тольяттинский
государственный университет», 2020



Редактор *Т.М. Воропанова*
Корректор *Ю.С. Елисева*
Технический редактор *Н.П. Крюкова*
Компьютерная верстка: *Л.В. Сызганцева*
Художественное оформление,
компьютерное проектирование: *Г.В. Карасева*

Дата подписания к использованию 03.03.2020.
Объем издания 3,5 Мб.
Комплектация издания: компакт-диск,
первичная упаковка.
Заказ № 1-52-19.

Издательство Тольяттинского
государственного университета
445020, г. Тольятти, ул. Белорусская, 14,
тел. 8 (8482) 53-91-47, www.tltsu.ru

Содержание

Введение	5
1. Выбор типа, числа и мощности силовых трансформаторов	9
2. Выбор электрической схемы подстанции. Выбор основных конструктивных решений подстанции	15
3. Расчет токов короткого замыкания	25
4. Выбор электрических аппаратов	34
5. Выбор оперативного тока, системы измерений, трансформаторов собственных нужд	55
6. Расчет молниезащиты подстанции	60
Библиографический список	65
Приложение А	69
Приложение Б	72
Приложение В	88

Введение

Прием электрической энергии от энергосистемы и её распределение по территории предприятия в системах промышленного электроснабжения осуществляют главные понизительные подстанции. Нарушение их работы может привести к значительному ущербу из-за недовыработки предприятием продукции или повреждения технологического оборудования.

Проектирование электрической части главных понизительных подстанций является одним из наиболее ответственных этапов при разработке проекта электроснабжения промышленных предприятий и представляет собой сложный процесс выработки и принятия решений по схеме электрических соединений, составу электрооборудования и его размещению.

Целью выполнения данного курсового проекта является формирование у студентов, обучающихся по направлению подготовки бакалавров 13.03.02 «Электроэнергетика и электротехника», необходимых знаний для решения профессиональных задач по проектированию понизительных трансформаторных подстанций.

Тематика курсового проектирования имеет вид комплексной задачи, включающей расчет и выбор силовых трансформаторов, выбор схем главных электрических соединений проектируемой подстанции, расчет токов короткого замыкания, расчет и выбор электрических аппаратов.

Задачи выполнения курсового проекта – получение навыков расчета и проектирования электрической части трансформаторной подстанции с выбором необходимой электрической аппаратуры. Также в процессе работы над проектом формируются умения и навыки самостоятельной организации учебно-исследовательской работы; формируются умения работать с нормативными документами, а также с учебной и научной литературой; студенты овладевают современными методами поиска, обработки и использования информации; формируются умения применять теоретические знания при решении практических задач; студенты готовятся к практической профессиональной деятельности; формируется культура написания выпускной квалификационной работы.

Курсовой проект состоит из пояснительной записки объемом 35–40 страниц и графической части. Расчетно-пояснительная записка должна пояснить и обосновать принятые решения в соответствии с окончательными цифровыми результатами выполненных расчетов. Результаты расчетов рекомендуется представлять в пояснительной записке в виде таблиц. Графическая часть состоит из двух листов формата А1. На первом листе приводится главная (электрическая) схема подстанции с указанием типов основного оборудования и потребителей. На втором – конструктивный чертеж (план и разрез) подстанции: электрической схемы подстанции с указанием характеристик оборудования плана и разреза подстанции.

Курсовой проект выполняется студентом в соответствии с темой, указанной в индивидуальном задании, которое выдается преподавателем. В задании указываются вид и максимальные мощности нагрузок, категория потребителей подстанции, уровни питающего напряжения, вид связи подстанции с системой и т. д. В прил. А приведен образец оформления титульного листа и листа задания. В прил. Б приведены варианты заданий на курсовой проект и упрощенные суточные графики нагрузки потребителей. Номер варианта работы состоит из двух чисел, которые разделены точками (Х.Х.). Первое число варианта берется из таблицы (прил. Б), а второе число – упрощенный суточный график нагрузки потребителей (рис. Б.1–Б.20). В прил. В приведен пример электрической схемы главной понизительной подстанции.

Расчетно-пояснительная записка должна содержать: титульный лист; задание на курсовой проект; содержание; введение; основную часть; заключение; список используемых источников. Индивидуальное задание должно содержать тему проекта; номер группы, фамилию, имя и отчество студента; исходные данные для выполнения проекта.

Содержание включает наименование всех разделов, подразделов с указанием номера страниц.

Во введении обосновывается актуальность темы, определяется объект исследования, формулируются цель и задачи.

В основной части работы должны содержаться соответствующие теоретические сведения; используемые исходные данные; необхо-

димые расчеты и результаты расчетов в виде таблиц; обоснования расчетов и оценка их результатов:

- 1) выбор типа, числа и мощности силовых трансформаторов;
- 2) выбор электрической схемы подстанции, выбор основных конструктивных решений подстанции;
- 3) расчет токов короткого замыкания;
- 4) выбор электрических аппаратов;
- 5) выбор оперативного тока, системы измерений, выбор трансформаторов собственных нужд;
- 6) расчет молниезащиты подстанции.

В заключении обобщаются основные положения, делаются выводы и возможные направления для дальнейшего исследования.

Обязателен список литературы, используемой при выполнении курсового проекта, содержащий до 20 источников, в том числе не менее двух источников на английском языке (по образовательным программам подготовки бакалавров, специалистов, включенных в проект «Языковая подготовка»).

На все источники в тексте пояснительной записки должны быть ссылки.

Все используемые в курсовом проекте цитаты должны сопровождаться ссылками на источник в квадратных скобках [19].

Курсовой проект оформляется в соответствии с общими требованиями ГОСТ 7.32–2017.

Выполненный курсовой проект, оформленный в соответствии с общими требованиями, предоставляется на кафедру не позднее чем за неделю до его защиты. Курсовые проекты обучающихся проходят обязательную проверку на наличие заимствований (плагиата) из общедоступных сетевых источников в соответствии с Порядком обеспечения самостоятельности выполнения письменных работ в ТГУ. Студент допускается к защите проекта при условии его законченного оформления и при условии 50 % оригинальности пояснительной записки, о чем должна свидетельствовать соответствующая подпись руководителя на титульном листе.

Защита курсового проекта проводится на последнем учебном занятии. Процедура защиты курсового проекта состоит из доклада продолжительностью до 5 минут, в котором должны быть отра-

жены основные этапы выполнения проекта, результаты и сделаны выводы, и ответов на вопросы руководителя и студентов группы. По результатам защиты студенту выставляется оценка по пяти-балльной шкале с занесением в зачетную книжку и экзаменационную ведомость.

Оценка «отлично» ставится студенту при следующем условии: курсовой проект выполнен в полном объеме, отличается глубиной проработки всех разделов, оформлен с соблюдением установленных правил; студент свободно владеет теоретическим материалом, безошибочно применяет его при решении задач, сформулированных в задании; свободно справляется с вопросами (на все вопросы дает правильные и обоснованные ответы), убедительно защищает свою точку зрения;

«хорошо» – курсовой проект выполнен в полном объеме; при этом проект отличается глубиной проработки всех разделов содержательной части, оформлен с соблюдением установленных правил; студент твердо владеет теоретическим материалом, может применять его самостоятельно или по указанию преподавателя; на большинство вопросов дает правильные ответы, защищает свою точку зрения достаточно обоснованно;

«удовлетворительно» – курсовой проект выполнен в основном правильно, но без достаточно глубокой проработки некоторых разделов; студент усвоил знания только по основному материалу, но не усвоил его детально; на вопросы отвечает неуверенно или допускает ошибки, неубедительно защищает свою точку зрения;

«неудовлетворительно» – студент не может защитить свои решения, допускает грубые фактические ошибки при ответах на поставленные вопросы или отказывается от ответа.

1. Выбор типа, числа и мощности силовых трансформаторов

1.1. Выбор типа силовых трансформаторов

При выборе типа силовых трансформаторов на подстанции (ПС):

а) желательно использовать трехфазные трансформаторы или автотрансформаторы, а при невозможности – группы из однофазных трансформаторов;

б) целесообразно использовать при наличии трех уровней напряжения трехобмоточные трансформаторы или автотрансформаторы;

в) для отдельного питания резкопеременной и общепромышленной нагрузок целесообразно применять трансформаторы с расщепленными обмотками типа ТРДН с вынесением (в случае необходимости) резкопеременной нагрузки, в основном имеющейся на металлургических и машиностроительных предприятиях, на отдельные обмотки трансформаторов и сборные шины ПС;

г) устанавливаемые трансформаторы и автотрансформаторы должны иметь встроенное устройство РПН (регулирование напряжения под нагрузкой).

1.2. Выбор числа и мощности силовых трансформаторов

С учетом категории потребителей для обеспечения надежности питания определяется число трансформаторов на ПС с выполнением приближенного расчета номинальной мощности выбираемых трансформаторов (автотрансформаторов).

Для потребителей 1-й или 2-й категории, как правило, выбирают двухтрансформаторную подстанцию, т. е. по условию надежности требуется установка двух трансформаторов.

С учетом категории потребителей для обеспечения надежности питания определяется число трансформаторов на подстанции с выполнением приближенного расчета номинальной мощности выбираемых трансформаторов.

Для двухтрансформаторной подстанции, исходя из приближенной допустимой аварийной перегрузки (40 %), для определения

допустимой номинальной мощности каждого трансформатора $S_{\text{ном.Т}}$ принято использовать приближенное выражение:

$$S_{\text{ном.Т}} \geq 0,7 \cdot S_{\text{max.пс}}, \text{ МВА.} \quad (1)$$

Трансформаторы, выбранные по условию (1), обеспечивают питание всех потребителей в нормальном режиме при оптимальной загрузке трансформаторов $0,7 \cdot S_{\text{max.пс}}$, а в аварийном режиме оставшийся трансформатор обеспечивает питание потребителей с учетом допустимой аварийной или систематической перегрузки трансформаторов.

Расчетная мощность трансформатора округляется до ближайшей стандартной мощности по шкале, представленной в ГОСТ 11920–85, ГОСТ 12965–85.

Применительно к полученному значению $S_{\text{ном.Т}}$ подстанции по шкале мощностей силовых трансформаторов из справочника [17] или каталогов производителей выбирается силовой трансформатор.

Выбранные трансформаторы необходимо проверить по ГОСТ 14209–85 на аварийную перегрузку. Данный вариант выбора основывается на суточном графике нагрузок (как правило для реальных суток). При этом суточный график приводится к графику с наименьшим числом ступеней (эквивалентный двухступенчатый график).

Силовые трансформаторы на аварийную перегрузку проверяются по следующим условиям:

$$K_2 \leq K_{\text{2доп}},$$
$$S_{\text{max}} \leq S_{\text{ном.Т}} \cdot K_{\text{2доп}},$$

где K_2 – расчетный коэффициент аварийной перегрузки; $K_{\text{2доп}}$ – коэффициент допустимой аварийной перегрузки при отключении одного из трансформаторов во время аварии. Определяется по таблицам аварийных перегрузок и зависит от коэффициента начальной нагрузки (K_1), эквивалентной средней годовой температуре охлаждающей среды во время аварии ($\theta_{\text{охл}}$), от длительности перегрузки (h), а также от системы охлаждения и мощности трансформатора.

Для этого предварительно заданный суточный график преобразуется в эквивалентный (в отношении износа) двухступенчатый с параметрами K_1 , K_2 и h [10].

Пример 1. Выбрать номинальную мощность, тип и число трансформаторов для понижающей подстанции 110/10 кВ по упрощенному суточному графику нагрузки (рис. 1). Исходные данные взять из табл. 1.

Таблица 1

Исходные данные для выбора силового трансформатора

Потребитель	$\cos \varphi$ потребителей	Максимальная мощность потребителей P_{\max} , МВт	Категория потребителей	Средняя температура окружающей среды $\theta_{\text{окл}}$, °С
Химический завод	0,8	28	1	+10
Город			1	
Элеватор			2	

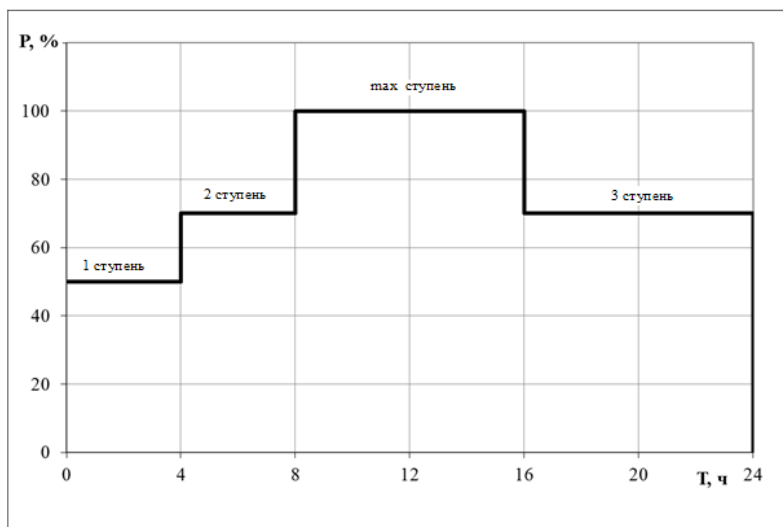


Рис. 1. Упрощенный суточный график нагрузки

Решение

На суточном графике заданы нагрузки потребителей в виде максимальных значений активной мощности P_{\max} , которая соответствует 100 % максимальной ступени для суточного графика. Значения мощностей для других ступеней нагрузки по графику определя-

ются пропорционально в виде $P_{in}(t)$. Для нашего графика нагрузки $P_{\max} = 28$ МВт.

С использованием заданного значения коэффициента мощности потребителей график активной мощности преобразуется в график полной мощности по выражению $S_{in}(t) = \frac{P_{in}(t)}{\cos\varphi}$.

$$S_{\max} = \frac{P_{\max}}{\cos\varphi} = \frac{28}{0,8} = 35 \text{ МВА.}$$

Далее рассчитываем полную мощность для всех остальных ступеней, представленных на суточном графике. Для этого решаем пропорцию:

$$35 \text{ МВА} - 100 \%,$$

$$S_{1 \text{ ступени}} - 50 \%,$$

$$S_{1 \text{ ступени}} = \frac{35 \cdot 50}{100} = 17,5 \text{ МВА.}$$

Аналогично рассчитываем остальные ступени:

$$S_{2 \text{ ступени}} = S_{3 \text{ ступени}} = \frac{35 \cdot 70}{100} = 24,5 \text{ МВА.}$$

Все значения откладываем на графике (рис. 2).

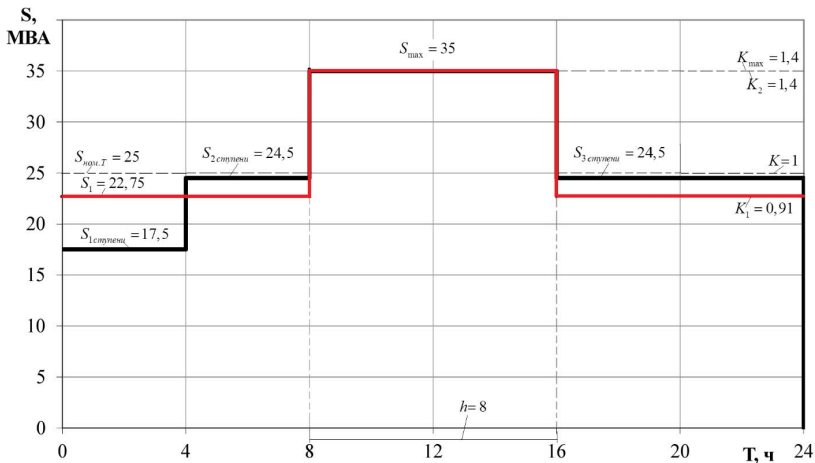


Рис. 2. Преобразование исходного суточного графика нагрузки в эквивалентный двухступенчатый

С учетом категории потребителей для обеспечения надежности питания определяем число трансформаторов на подстанции с выполнением приближенного расчета номинальной мощности выбираемых трансформаторов.

В задании даны потребители 1-й и 2-й категорий. Питание потребителей, относящихся к этим категориям, должно осуществляться от независимых источников, т. е. требуется установка не менее двух трансформаторов. Таким образом, выбираем двухтрансформаторную подстанцию.

Для двухтрансформаторной подстанции, исходя из приближенной допустимой аварийной перегрузки (40 %), для определения допустимой номинальной мощности каждого трансформатора $S_{\text{ном.Т}}$ используем приближенное выражение (1):

$$S_{\text{ном.Т}} \geq 0,7 \cdot S_{\text{max.пс}} \geq 0,7 \cdot 35 = 24,5 \text{ МВА.}$$

Расчетная мощность трансформатора округляется до ближайшей стандартной мощности по шкале, представленной в ГОСТ 11920–85, ГОСТ 12965–85.

Для отдельного питания нагрузок выбираем из каталога производителя трансформаторы типа ТРДН-25000/110/10/10 номинальной мощностью $S_{\text{ном.Т}} = 25 \text{ МВА}$.

Для проверки силового трансформатора по аварийной перегрузке предварительно заданный суточный график (рис. 1) преобразуем в эквивалентный (в отношении износа) двухступенчатый (рис. 2) с параметрами K_1 , K_2 и h .

Проведем на заданном графике горизонтальную линию с ординатой $K = 1$, т. е. линию номинальной нагрузки $S_{\text{ном}}$; пересечением этой линии с исходным графиком выделим участок наибольшей перегрузки продолжительностью h .

Определим начальную нагрузку K_1 эквивалентного графика нагрузки из выражения

$$\begin{aligned} K_1 &= \frac{1}{S_{\text{ном}}} \sqrt{\frac{S_1^2 \Delta t_1 + S_2^2 \Delta t_2 + \dots + S_m^2 \Delta t_m}{\Delta t_1 + \Delta t_2 + \dots + \Delta t_m}} = \\ &= \frac{1}{25} \sqrt{\frac{17,5^2 \cdot 4 + 24,5^2 \cdot 4 + 24,5^2 \cdot 8}{16}} = 0,91. \end{aligned}$$

Определим предварительное значение нагрузки K_2' эквивалентного графика нагрузки из выражения

$$K_2' = \frac{1}{S_{\text{ном}}} \sqrt{\frac{(S_1')^2 \Delta h_1 + (S_2')^2 \Delta h_2 + \dots + (S_p')^2 \Delta h_p}{\Delta h_1 + \Delta h_2 + \dots + \Delta h_p}} = \frac{1}{25} \sqrt{\frac{35^2 \cdot 8}{8}} = 1,4.$$

Затем сравним предварительное значение K_2' с $K_{\text{max}} = \frac{S_{\text{max}}}{S_{\text{ном.Т}}}$ исходного графика. Если $K_2' \geq 0,9K_{\text{max}}$, следует принять $K_2 = K_2'$. Если $K_2' < 0,9K_{\text{max}}$, следует принять $K_2 = 0,9K_{\text{max}}$, продолжительность перегрузки следует скорректировать по формуле

$$h = \frac{(K_2')^2 h'}{(0,9K_{\text{max}})^2}.$$

Так как

$$K_2' = 1,4 \geq 0,9 \cdot K_{\text{max}} = 0,9 \cdot \frac{35}{25} = 1,26,$$

то принимаем $K_2 = K_2' = 1,4$; продолжительность перегрузки $h = 8$ ч.

Для допустимых аварийных перегрузок при системе охлаждения $\Delta \theta_{\text{охл}} = +10$ °С, $K_1 = 0,91$, $h = 8$ ч по таблице 11 [10] находим $K_{2\text{доп}} = 1,4$, что равно фактической перегрузке $K_2 = 1,4$.

Условие $K_2 \leq K_{2\text{доп}}$ соблюдается.

Условие $S_{\text{max}} = 35$ МВА $\leq S_{\text{ном.Т}} \cdot K_{2\text{доп}} = 25 \cdot 1,4 = 35$ МВА соблюдается.

Таким образом, трансформаторы типа ТРДН-25000/110/10/10 удовлетворяют всем расчетным условиям.

2. Выбор электрической схемы подстанции. Выбор основных конструктивных решений подстанции

2.1. Выбор схемы электрических соединений

Основные решения по схемам ПС принимаются с учетом обеспечения надежности, перспектив развития, проведения ремонтных работ и безопасности эксплуатации.

ПС в зависимости от положения в системе и по схеме питания на стороне высокого напряжения (ВН) разделяют на следующие типы [1; 2; 11; 17]:

- а) узловая (комбинированная);
- б) проходная (транзитная);
- в) на присоединении (ответвительная);
- г) конечная (тупиковая).

Тупиковая подстанция — это подстанция, получающая электроэнергию от одной электроустановки по одной или нескольким параллельным линиям.

Ответвительная подстанция присоединяется глухой отпайкой к одной или двум проходящим линиям.

Проходная подстанция включается в расщелку одной или двух линий с двухсторонним или односторонним питанием.

Узловая подстанция — это подстанция, к которой присоединено более двух линий питающей сети, приходящих от двух или более электроустановок.

В настоящее время требования со стороны эксплуатации к повышению надежности систем электроснабжения привели к применению схем с выключателями [5; 6; 7; 8], т. е. отказу от отделителей и короткозамыкателей, так как при эксплуатации упрощенных схем подстанций выявились существенные недостатки в работе отделителей и короткозамыкателей открытого исполнения. Поэтому на вновь проектируемых или реконструируемых подстанциях исключена возможность применения схем с отделителями и короткозамыкателями, эксплуатация которых показала их низкую надежность.

Выбор главной схемы ПС производится на основе норм технологического проектирования подстанций [5; 7] и рекомендаций по применению принципиальных электрических схем РУ [6; 8].

В табл. 2 приведены три варианта типовых схем РУ на напряжение 35–750 кВ, применяемых при разработке современных подстанций [1; 6; 8].

Таблица 2

Упрощенные типовые схемы классом напряжения 35–750кВ
и области их применения

Наименование схемы	Условное изображение схемы	Область применения	
		РУ (напря- жение, кВ)	Дополнительные условия
4Н – два блока с выключателями и неавтоматической перемычкой со стороны линий		35–220	Тупиковые или ответвительные двухтрансформаторные ПС, питаемые по двум ВЛ
5Н – мостик с выключателями в цепях линий и ремонтной перемычкой со стороны линий		35–220	Проходные двухтрансформаторные ПС с двухсторонним питанием при необходимости сохранения в работе двух трансформаторов при коротком замыкании (повреждении) на ВЛ в нормальном режиме работы ПС (при равномерном графике нагрузок)
5АН – мостик с выключателями в цепях трансформаторов и ремонтной перемычкой со стороны трансформаторов		35–220	Проходные двухтрансформаторные ПС с двухсторонним питанием при необходимости сохранения транзита при коротком замыкании (повреждении) в трансформаторе, при необходимости отключения одного из трансформаторов в течение суток (неравномерный график нагрузок)

При выборе схемы принимают во внимание следующие особенности рассматриваемой подстанции:

- 1) категория потребителей и, соответственно, количество устанавливаемых трансформаторов на подстанции;
- 2) тип подстанции (тупиковая, ответвительная, проходная, узловая).

Типовые схемы РУ 110 кВ показаны на рис. 3–5.

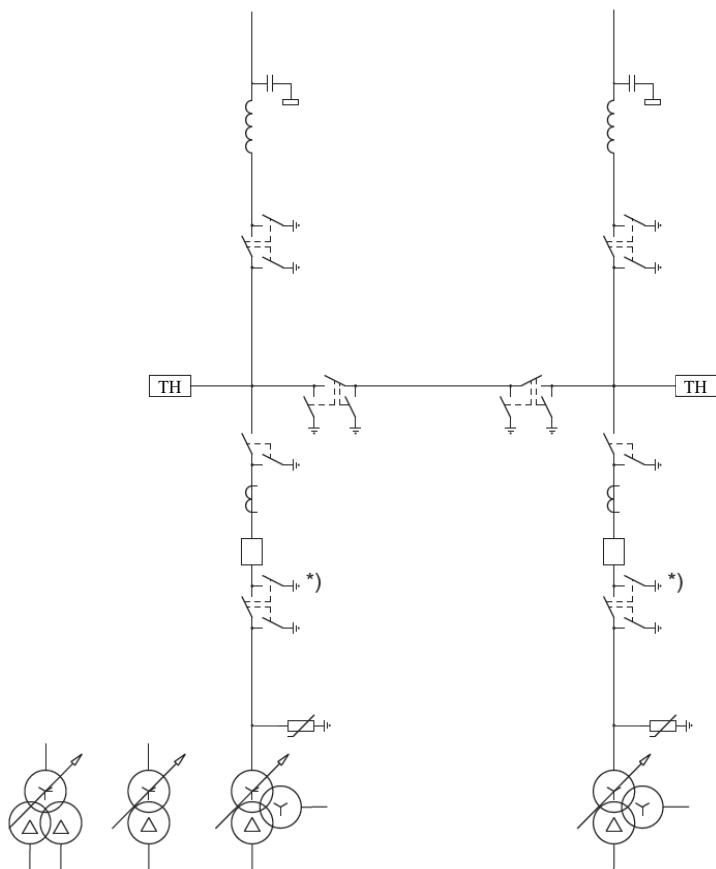


Рис. 3. Два блока с выключателями и неавтоматической перемычкой со стороны линий [5; 6; 8]

В данной схеме разъединители, отмеченные *, предусматриваются при наличии питания со стороны среднего напряжения.

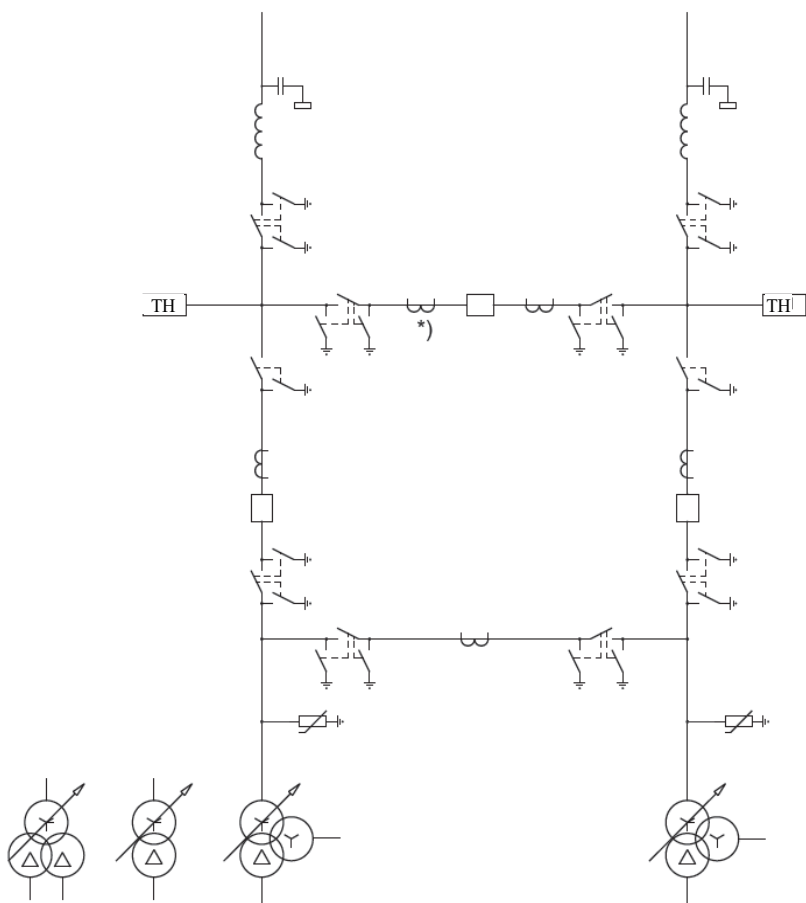


Рис. 5. Мостик с выключателями в цепях трансформаторов и ремонтной перемычкой со стороны трансформаторов [8]

В изображенной схеме трансформаторы тока, отмеченные *), устанавливаются при соответствующем обосновании.

Типовые схемы РУ 10 (6) кВ показаны на рис. 6, 7 [1].

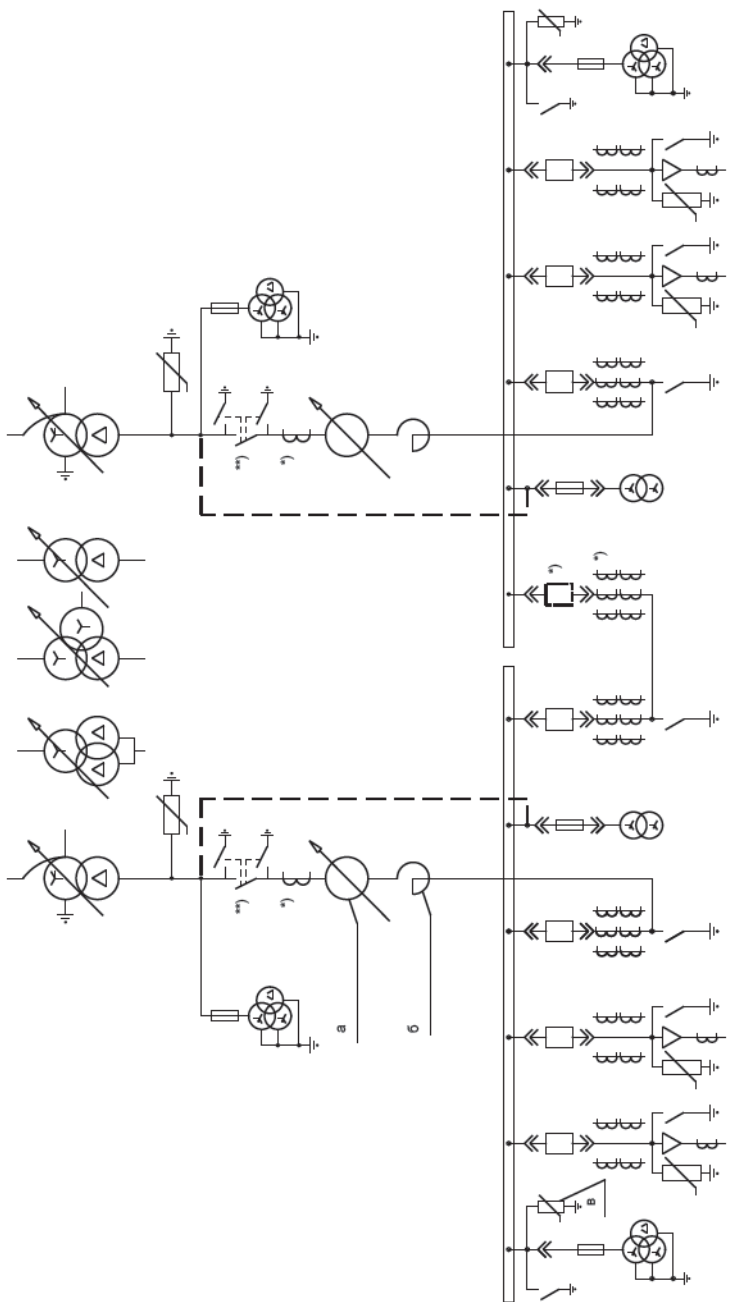


Рис. 6. Одиночная система шин, секционированная выключателями

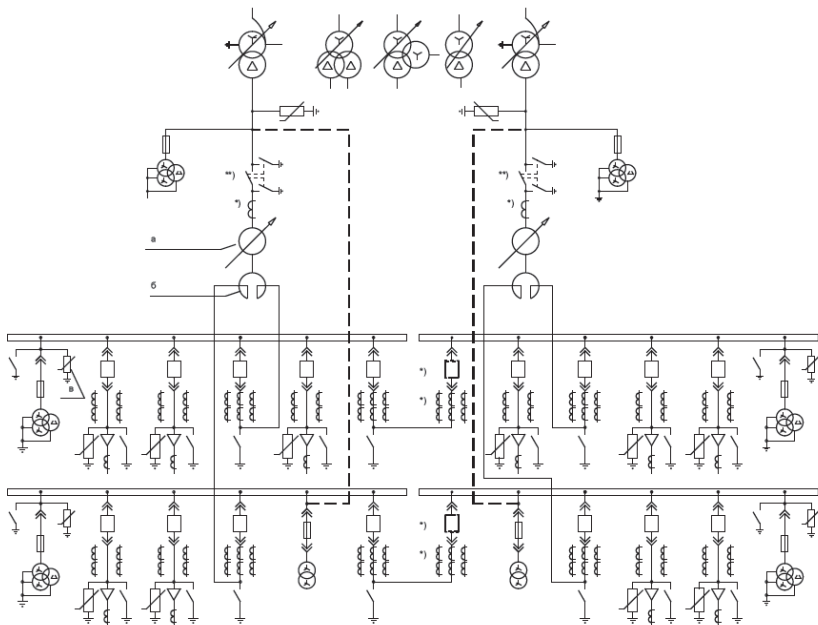


Рис. 7. Две системы шин, секционированные выключателями

В схемах, показанных на рис. 6 и 7:

- 1) необходимость установки элементов *а*, *б*, *в* и второго секционного выключателя, а также тип защитного аппарата в цепи трансформатора собственных нужд определяются при конкретном проектировании;
- 2) при оперативном переменном и выпрямленном токе трансформатор собственных нужд присоединяется непосредственно к выводам трансформаторов (до выключателя; см. пунктир);
- 3) трансформаторы тока, отмеченные *), устанавливаются при соответствующем обосновании;
- 4) разъединители, отмеченные **), устанавливаются только при наличии линейно-регулирующих трансформаторов;
- 5) присоединения РУ 10 (6) кВ показаны условно без трансформаторов тока и других аппаратов [1; 6; 8].

Чаще всего для РУ 6–10 кВ рекомендуют схему с одной секционированной системой сборных шин, секционный выключатель разомкнут. При необходимости дальнейшего ограничения тока

короткого замыкания применяют трансформаторы с расщепленными обмотками или токоограничивающие реакторы.

Применение схем РУ, отличных от типовых, допускается при наличии технико-экономического обоснования.

На основании принятой главной схемы ПС составляется электрическая схема ПС с последующим выбором типов применяемых аппаратов.

Пример электрической схемы конечной подстанции показан на рис. 8.

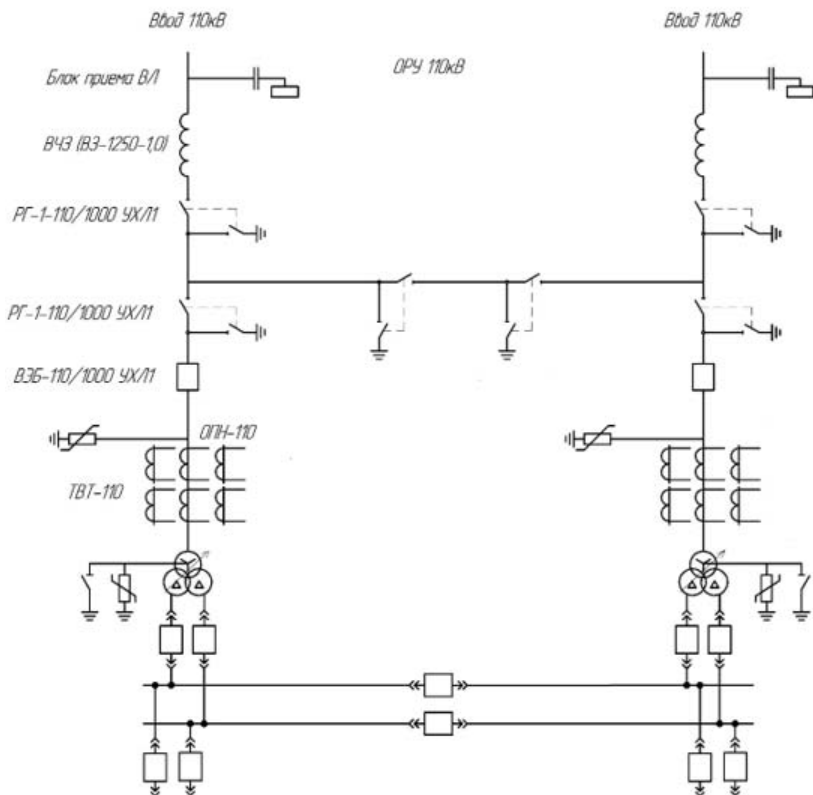


Рис. 8. Пример электрической схемы конечной подстанции

2.2. Выбор основных конструктивных решений по подстанции

В данном разделе необходимо обосновать выбор всех конструктивных решений, применяемых в курсовом проекте.

Как правило, на напряжение 35 кВ и выше сооружается открытое распределительное устройство (ОРУ), т. е. когда всё или основное оборудование распределительного устройства (РУ) располагается на открытом воздухе.

В качестве токоведущих частей используется комбинированная ошиновка: жесткая и гибкая на разных участках ОРУ.

В ОРУ 35 кВ и выше предусматриваются элегазовые или вакуумные выключатели.

Отдельно стоящие измерительные трансформаторы тока устанавливаются в тех случаях, когда использование встроенных трансформаторов тока не обеспечивает требуемых усилий релейной защиты, системы учета электроэнергии и питания измерительных приборов [7].

Для предотвращения растекания масла и распространения пожара при повреждениях маслонаполненных силовых трансформаторов должны быть выполнены маслоприемники, где укладывается слой гравия толщиной не менее 25 см, маслоотводы и маслосборники, куда масло стекает в аварийных случаях. Все делается в соответствии с требованиями Правил устройства электроустановок (ПУЭ).

Сооружение подстанций должно защищаться молниеотводами [3; 5; 7].

На напряжение 6–10 кВ обычно применяются комплектные распределительные устройства (КРУ), состоящие из закрытых шкафов (металлических ячеек) или блоков со встроенными в них аппаратами, устройствами измерения, защиты и автоматики и соединительных элементов, поставляемых в собранном или полностью подготовленном для сборки виде.

Комплектные устройства для напряжений до 35 кВ включительно имеют обычно воздушную изоляцию. Устройства на напряжение 110 кВ выполняют с изоляцией элегазом, т. е. применяются КРУЭ (комплектные распределительные устройства с элегазовой изоляцией 110–220 кВ).

РУ напряжением 6 и 10 кВ выполняются в виде КРУН (наружной установки) или КРУ, устанавливаемых в закрытых помещениях (внутренней установки). КРУ закрытого типа могут применяться:

- 1) в районах, где по климатическим условиям, условиям загрязнения атмосферы или ввиду наличия снежных заносов невозможно применение КРУН;
- 2) при числе шкафов более 25;
- 3) при наличии обоснования [7].

Предусматриваются шкафы с вакуумными и элегазовыми выключателями.

3. Расчет токов короткого замыкания

Расчеты токов короткого замыкания (к. з.) необходимы для выбора и проверки электрических аппаратов и проводников, проектирования и настройки устройств релейной защиты и автоматики, проектирования заземляющих устройств и т. д.

Следует отметить, что выбор вида расчетного тока к. з. зависит от поставленной цели. Например, расчетным видом тока к. з. при выборе и проверке аппаратов и проводников обычно является трехфазный ток к. з., реже (в сетях 110 кВ и выше) — однофазный ток к. з.

В данном пункте рассмотрим расчет токов трехфазного короткого замыкания напряжением выше 1 кВ.

При расчетах токов к. з. допускается *не учитывать*:

- сдвиг по фазе ЭДС различных синхронных машин и изменение их частоты вращения, если продолжительность к. з. не превышает 0,5 с;
- ток намагничивания силовых трансформаторов и автотрансформаторов;
- насыщение магнитных систем электрических машин;
- поперечную емкость воздушных линий электропередачи напряжением 110–220 кВ, если их длина не превышает 200 км, и напряжением 330–500 кВ, если их длина не превышает 150 км;
- влияние активных сопротивлений различных элементов исходной расчетной схемы на амплитуду периодической составляющей тока к. з., если активная составляющая результирующего эквивалентного сопротивления расчетной схемы относительно точки к. з. не превышает 30 % от индуктивной составляющей результирующего эквивалентного сопротивления [9; 17].

«Расчет токов трехфазного к. з. выполняется в следующем порядке:

- составляется расчетная схема рассматриваемой электроустановки, намечаются расчетные точки к. з.;
- на основании расчетной схемы составляется эквивалентная схема замещения, все сопротивления на ней нумеруются;
- определяются величины сопротивлений всех элементов схемы замещения в относительных или именованных единицах;

номинальные параметры берутся из каталожных данных электрооборудования, средние значения погонных (удельных) индуктивных сопротивлений линий электропередачи $x_{уд}$ можно взять 0,4 Ом/км;

– путем постепенного преобразования относительно расчетной точки к. з. приводят схему замещения к наиболее простому виду, чтобы каждый источник питания или группа источников, характеризующаяся определенными значениями эквивалентной ЭДС и ударного коэффициента, были связаны с точкой к. з. одним результирующим сопротивлением;

– определяют начальное действующее значение периодической составляющей тока к. з. $I_{п.о}$, а затем ударный ток $i_{уд}$, периодическую и аperiodическую составляющие тока к. з. для заданного момента времени t [9; 11].

Существует два метода расчета сопротивлений схемы замещения: в относительных единицах (т. е. в долях от некоторой так называемой базовой величины) или в именованных единицах (в омах). Расчетные формулы для определения сопротивлений в относительных и именованных единицах приведены в табл. 3.

Таблица 3

Расчетные формулы для определения сопротивлений

Наименование элемента	Исходный параметр	Именованные единицы, Ом	Относительные единицы, о.е.
Генератор	$x''_{*d,ном}; S_{ном}, \text{МВА}$	$x_6 = x''_{*d,ном} \frac{U_6^2}{S_{ном}}$	$x_{*6} = x''_{*d,ном} \frac{S_6}{S_{ном}}$
Система	$S_k, \text{МВА}$	$x_6 = \frac{U_6^2}{S_k}$	$x_{*6} = \frac{S_6}{S_k}$
Трансформатор	$u_k, \%; S_{ном.Т} \text{МВА}$	$x_6 = \frac{u_k, \%}{100} \frac{U_6^2}{S_{ном.Т}}$	$x_{*6} = \frac{u_k, \%}{100} \frac{S_6}{S_{ном.Т}}$
Линия электропередачи	$x_{уд}, \text{Ом/км}; l, \text{км}$	$x_6 = x_{уд} l \frac{U_6^2}{U_{cp}^2}$	$x_{*6} = x_{уд} l \frac{S_6}{U_{cp}^2}$

В таблице 3:

$S_{ном}$ — номинальная мощность элементов (генератора, трансформатора), МВА;

S_6 — базисная мощность, МВА;
 S_k — мощность короткого замыкания, МВА;
 u_k — напряжение короткого замыкания трансформатора, %;
 $x_{уд}$ — удельное (погонное) индуктивное сопротивление линии, Ом/км;
 U_6 — базисное напряжение, кВ;
 l — длина линии, км;
 U_{cp} — среднее напряжение в месте установки данного элемента, кВ.

Исходные параметры электроэнергетической системы:

- номинальная мощность $S_{ном}$, МВА;
- номинальное напряжение $U_{ном}$, кВ;
- мощность короткого замыкания S_k , МВА;
- ток короткого замыкания I_k , кА.

Исходные параметры силовых трансформаторов и автотрансформаторов:

- номинальная мощность $S_{ном}$, МВА;
- номинальные напряжения обмоток $U_{ном}$, кВ;
- напряжения короткого замыкания между обмотками $u_{к.ВН-НН}$, $u_{к.ВН-СН}$, $u_{к.СН-НН}$ (для двухобмоточных трансформаторов u_k), %;
- потери короткого замыкания P_k , кВт.

Исходные параметры воздушных и кабельных линий:

- номинальное напряжение $U_{ном}$, кВ;
- длина линии l , км;
- удельное (погонное) индуктивное сопротивление $x_{уд}$, Ом/км.

Напряжения коротких замыканий (в процентах) $U_{к.в}$, $U_{к.с}$, $U_{к.н}$ обмоток трехфазного трехобмоточного трансформатора, которые при заданных в справочнике значениях напряжений коротких замыканий между обмотками $u_{к.ВН-НН}$, $u_{к.ВН-СН}$, $u_{к.СН-НН}$ определяются из выражений:

$$U_{к.в} = 0,5 \cdot (u_{к.ВН-НН} + u_{к.ВН-СН} - u_{к.СН-НН}),$$

$$U_{к.с} = 0,5 \cdot (u_{к.ВН-СН} + u_{к.СН-НН} - u_{к.ВН-НН}),$$

$$U_{к.н} = 0,5 \cdot (u_{к.ВН-НН} + u_{к.СН-НН} - u_{к.ВН-СН}).$$

Напряжения коротких замыканий (в процентах) $U_{к.в}$, $U_{к.н1}$, $U_{к.н2}$ обмоток трехфазного трансформатора с расщепленной обмоткой, которые при заданных в справочнике значениях напряжений коротких замыканий между обмотками $u_{к.вн-нн}$, $u_{к.нн1-нн2}$ определяются из выражений:

$$U_{к.в} = u_{к.вн-нн} - 0,25 \cdot u_{к.нн1-нн2},$$

$$U_{к.н1} = U_{к.н2} = 0,5 \cdot u_{к.нн1-нн2}.$$

Начальное действующее значение периодической составляющей тока к. з. находится по формуле

$$I_{п,о} = \frac{E''_{*6}}{x_{*рез(6)}} I_6, \text{ кА}, \quad (2)$$

где $I_6 = \frac{S_6}{\sqrt{3}U_6}$ – базисный ток, кА; S_6 – базисная мощность, МВА;

U_6 – базисное напряжение, кВ; за базисное напряжение удобнее принять $U_6 = U_{ср}$ ступени, где рассматривается к. з.; E''_{*6} – сверхпереходная ЭДС, о. е.; $x_{*рез(6)}$ – результирующее сопротивление до точки к. з., о. е.

Максимальное значение апериодической составляющей тока к. з. определяется по формуле

$$i_{a,\tau} = \sqrt{2} \cdot I_{п,о} \cdot e^{-\tau/T_a}, \quad (3)$$

где $\tau = 0,01 + t_{с,в}$ – расчетное время, соответствующее времени замыкания цепи при к. з. дугогасительными контактами выключателями; $t_{с,в}$ – собственное время отключения выключателя в секундах (берется из каталожных данных выключателей); T_a – постоянная времени затухания апериодической составляющей тока к. з., с.

Ударный ток к. з. следует определять по формуле

$$i_{уд} = \sqrt{2} \cdot I_{п,о} \cdot k_{уд}, \quad (4)$$

где $k_{уд}$ – ударный коэффициент.

В учебном проектировании можно воспользоваться средними значениями T_a и $k_{уд}$, приведенными в табл. 4 [11; 12].

Средние значения T_a и $k_{уд}$

Элемент или часть энергосистемы	T_a, c	$k_{уд}$
Система, связанная со сборными шинами, где рассматривается короткое замыкание, воздушными линиями напряжением (кВ):		
35	0,02	1,608
110–150	0,02–0,03	1,608–1,717
220–330	0,03–0,04	1,717–1,78
500–750	0,06–0,08	1,85–1,895
Система, связанная со сборными шинами 6–10 кВ, где рассматривается короткое замыкание, через трансформаторы мощностью (МВА):		
80 и выше	0,06–0,15	1,85–1,935
32–80	0,05–0,1	1,82–1,904
5,6–32	0,02–0,05	1,6–1,82

Если расчет сопротивлений ведется без учета активных сопротивлений, то обычно принимают $k_{уд} = 1,8$.

Согласно РД 153-34.0-20.527-98 при приближенных расчетах токов к. з. для определения действующего значения периодической составляющей $I_{п,t}$ в произвольный момент к. з. t используется метод типовых кривых. Данный метод целесообразно применять в тех случаях, когда точка к. з. находится у выводов генераторов (синхронных компенсаторов) или на небольшой электрической удаленности от них. Если же источник (энергосистема) связан с точкой к. з. непосредственно, т. е. независимо от генераторов, расположенных вблизи места к. з., то действующее значение периодической составляющей тока к. з. от системы при трехфазном к. з. для любого момента времени можно считать равным $I_{п,t} = I_{п,0} = \text{const}$.

Пример 2. Для электрической схемы (рис. 9) произведем расчет токов короткого замыкания. В схеме показаны трансформаторы с расщепленными обмотками типа ТРДН-80000/110/10/10 (рис. 10, а). Соответствующая эквивалентная схема замещения будет иметь вид, представленный на рис. 10, б. Мощность короткого

замыкания системы $S_k = 5000$ МВА. Воздушная линия длиной 5 км с $x_{уд} = 0,4$ Ом/км.

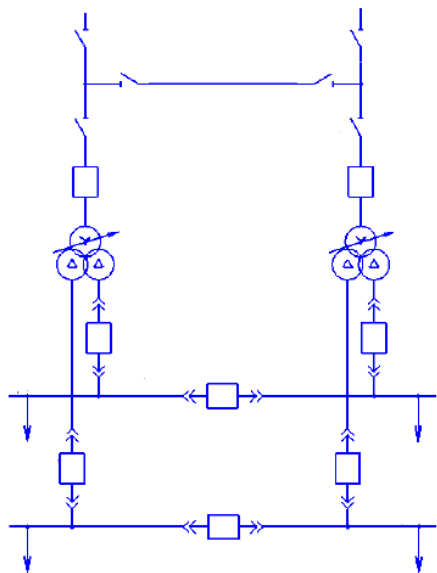


Рис. 9. Упрощенная электрическая схема подстанции

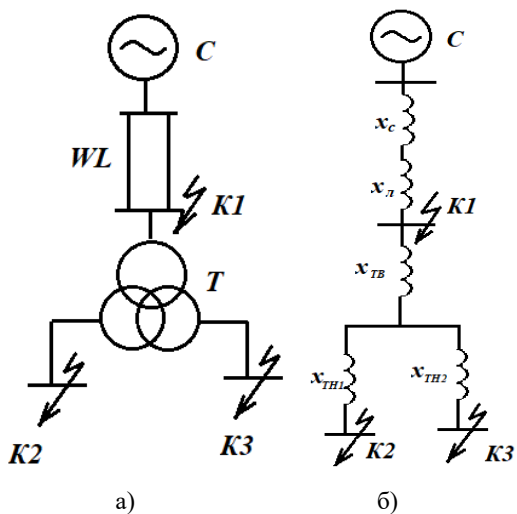


Рис. 10. Расчетная схема (а) и схема замещения (б)

Данные трансформаторов можно взять с сайта производителя. Технические параметры силового трансформатора ТРДН-80000/110/10/10 представлены в табл. 5.

Таблица 5

Технические параметры силового трансформатора
ТРДН-80000/110/10/10

Тип	$S_{\text{ном.Т}}$ МВА	Каталожные данные					
		$U_{\text{ном}}$ обмоток, кВ		u_k , %		$P_{\text{к}}$, кВт	$P_{\text{х}}$, кВт
		ВН	НН	ВН– НН	НН1– НН2		
ТРДН-80000/110	80	115	10,5–10,5	10,5	30	310	43,5

Решение

Расчет токов короткого замыкания для упрощения выполним в относительных единицах. Для перехода от реальных физических величин к относительным значениям предварительно выбираем базисные величины. За базисное значение мощности S_6 принимают либо суммарное значение мощности всех источников питания, либо число, кратное 10. В данном расчете за базисную мощность принимаем $S_6 = 1000$ МВА, за базисное напряжение U_6 – напряжение той ступени, для которой рассчитываем ток короткого замыкания, равное среднему номинальному напряжению $U_{\text{ср}}$ (кВ) в соответствии со шкалой средних номинальных напряжений: 0,23; 0,4; 0,69; 3,15; 6,3; 10,5; 21; 37; 115; 230; 347; 525; 787; 1200. В точке K_1 на стороне ВН базисное напряжение равно $U_{\text{ср}} = U_6 = 115$ кВ, а на стороне НН в точках K_2 и K_3 – $U_6 = 10,5$ кВ.

Находим в относительных единицах сопротивления схемы замещения.

1. Сопротивление системы:

$$x_{*6,c} = \frac{S_6}{S_k} = \frac{1000}{5000} = 0,2.$$

2. Сопротивление воздушной линии:

$$x_{*6,l} = x_{\text{уд}} l \frac{S_6}{U_{\text{ср}}^2} = 0,4 \cdot 5 \cdot \frac{1000}{115^2} = 0,151.$$

3. Сопротивления трансформатора:

$$x_{*6,Тв} = \frac{U_{к.в}}{100} \cdot \frac{S_6}{S_{ном.Т}} = \frac{3}{100} \cdot \frac{1000}{80} = 0,375,$$

где $U_{к.в} = u_{к.вн-нн} - 0,25 \cdot u_{к.нн1-нн2} = 10,5 - 0,25 \cdot 30 = 3 \%$;

$$x_{*6,Тн1} = x_{*6,Тн2} = \frac{U_{к.н1}}{100} \cdot \frac{S_6}{S_{ном.Т}} = \frac{15}{100} \cdot \frac{1000}{80} = 1,875,$$

где $U_{к.н1} = U_{к.н2} = 0,5 \cdot u_{к.нн1-нн2} = 0,5 \cdot 30 = 15 \%$.

Для короткого замыкания в точке K_1 находим:

- результирующее сопротивление до точки K_1 :

$$x_{*рез(6)} = x_{*6,с} + x_{*6,л} = 0,2 + 0,151 = 0,351;$$

- базисный ток в точке K_1 :

$$I_6 = \frac{S_6}{\sqrt{3} \cdot U_6} = \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 155} = 5,02 \text{ кА.}$$

Так как энергосистема связана с точкой короткого замыкания непосредственно, то действующее значение периодической составляющей тока короткого замыкания от системы при трехфазном токе короткого замыкания для любого момента времени можно считать равным $I_{п,t} = I_{п,0} = \text{const}$.

Начальное действующее значение периодической составляющей трехфазного тока короткого замыкания в точке K_1 определим по формуле (2):

$$I_{п,0} = \frac{E_{*6}''}{x_{*рез(6)}} \cdot I_6 = \frac{1}{0,351} \cdot 5,02 = 14,3 \text{ кА,}$$

где $E_{*6}'' = 1$ – среднее значение сверхпереходной ЭДС для энергетической системы, о. е.

Ударный ток короткого замыкания в точке K_1 следует определять по формуле (4):

$$i_{уд} = \sqrt{2} \cdot I_{п,0} \cdot k_{уд} = \sqrt{2} \cdot 14,3 \cdot 1,8 = 36,04 \text{ кА,}$$

где $k_{уд} = 1,8$ – ударный коэффициент.

Затем проводится расчет токов короткого замыкания на стороне низшего напряжения в точках K_2 и K_3 . Значения, полученные для этих точек, будут одинаковыми, поэтому рассмотрим только расчет в точке K_2 .

Результирующее сопротивление до точки K_2 :

$$\begin{aligned} x_{*рез(б)} &= x_{*б,с} + x_{*б,л} + x_{*б,Тв} + x_{*б,Тнл} = \\ &= 0,2 + 0,151 + 0,375 + 1,875 = 2,601. \end{aligned}$$

Базисный ток в точке K_2 :

$$I_б = \frac{S_б}{\sqrt{3} \cdot U_б} = \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 55 \text{ кА.}$$

Начальное действующее значение периодической составляющей трехфазного тока короткого замыкания в точке K_2 определим по формуле (2):

$$I_{п,о} = \frac{E''_{*б}}{x_{*рез(б)}} \cdot I_б = \frac{1}{2,601} \cdot 55 = 21,14 \text{ кА.}$$

Ударный ток короткого замыкания в точке K_2 определим по формуле (4):

$$i_{уд} = \sqrt{2} \cdot I_{п,о} \cdot k_{уд} = \sqrt{2} \cdot 21,14 \cdot 1,82 = 54,41 \text{ кА.}$$

где $k_{уд} = 1,82$ – ударный коэффициент по табл. 4.

Далее все данные заносим в табл. 6.

Таблица 6

Расчетные значения токов короткого замыкания

№ п/п	Задание	Ответ
1	$I_{п,о}$ в точке K_1	14,3 кА
2	$I_{п,о}$ в точке K_2	21,14 кА
3	$i_{уд}$ в точке K_1	36,04 кА
4	$i_{уд}$ в точке K_2	54,41 кА

4. Выбор электрических аппаратов

Выбор аппаратов для проектируемой установки начинается с определения по заданной электрической схеме расчетных условий, а именно расчетных рабочих токов присоединений и токов к. з.

Расчетные величины сопоставляются с соответствующими номинальными параметрами аппаратов [2; 9; 11; 16; 17]. Для всего оборудования, выбираемого в курсовом проекте, необходимо указать ссылку на сайт производителя.

4.1. Выбор высоковольтных выключателей

Выключатель выбирается по следующим параметрам:

1) номинальному напряжению: $U_{\text{ном}} \leq U_{\text{сет.ном}}$;

2) номинальному длительному (рабочему) току:

$$I_{\text{раб}} \leq I_{\text{ном}}; I_{\text{max}} \leq I_{\text{ном}};$$

3) отключающей способности:

а) на симметричный ток отключения: $I_{\text{п,т}} \leq I_{\text{откл.ном}}$;

б) на отключение апериодической составляющей тока к. з.:

$$i_{\text{а,т}} \leq i_{\text{а.ном}} = (\sqrt{2} \cdot \beta_{\text{нор}} / 100) \cdot I_{\text{откл.ном}},$$

где $i_{\text{а,т}}$ – номинальное допустимое значение апериодической составляющей в отключаемом токе для времени $\tau = t_{\text{рз}} + t_{\text{св}}$ (где $t_{\text{рз}} = 0,01$ с – время действия релейной защиты; $t_{\text{св}}$ – собственное время отключения выключателя); $\beta_{\text{нор}}$ – нормированное значение содержания апериодической составляющей в отключаемом токе (%), которое определяется по кривой из справочников либо устанавливается заводом-изготовителем;

в) если условие $I_{\text{п,т}} \leq I_{\text{откл.ном}}$ соблюдается, но при этом $i_{\text{а,т}} > i_{\text{а.ном}}$, то проверку по отключающей способности производят по полному току к. з.:

$$(\sqrt{2}I_{\text{п,т}} + i_{\text{а,т}}) \leq \sqrt{2}I_{\text{откл.ном}}(1 + \beta_{\text{нор}} / 100);$$

4) включающей способности:

$$I_{\text{п.о}} \leq I_{\text{вкл.норм}}, i_{\text{уд}} \leq i_{\text{вкл.норм}},$$

где $I_{\text{вкл.норм}}$ – нормированное действующее значение периодической составляющей тока включения выключателя; $I_{\text{п.о}}$ – начальное значение периодической составляющей тока короткого замыкания;

$i_{\text{вкл.норм}}$ — нормированное мгновенное значение тока включения выключателя (берется по каталогу); $i_{\text{уд}}$ — значение ударного тока короткого замыкания;

5) предельному сквозному току к. з. — на электродинамическую стойкость:

$$I_{\text{п.о}} \leq I_{\text{пр.с}},$$

$$i_{\text{уд}} \leq i_{\text{дин}} = i_{\text{пр.с}},$$

где $I_{\text{пр.с}}$ — действующее значение предельного сквозного тока к. з. (по справочнику); $i_{\text{пр.с}}$ — амплитудное значение предельного сквозного тока к. з. (по справочнику);

6) тепловому импульсу — на термическую стойкость:

$$B_{\text{к}} \leq I_{\text{T}}^2 \cdot t_{\text{T}} \text{ при условии } t_{\text{откл}} > t_{\text{T}};$$

$$\text{если } t_{\text{откл}} < t_{\text{T}}, \text{ то } B_{\text{к}} \leq I_{\text{T}}^2 \cdot t_{\text{откл}},$$

где I_{T} — предельный ток термической устойчивости по справочнику; t_{T} — длительность протекания тока термической устойчивости по справочнику;

7) восстанавливаемому напряжению:

$$u_{\text{в}} \leq u_{\text{в.норм}},$$

где $u_{\text{в.норм}}$ — нормированное значение собственного восстанавливающегося напряжения на контактах выключателя при отключении короткого замыкания в цепи; $u_{\text{в}}$ — собственное восстанавливающееся напряжение на контактах выключателя при отключении расчетного короткого замыкания в цепи.

«Проверка выключателей по параметрам восстанавливающегося напряжения на контактах выключателя в учебном проектировании обычно не производится, так как в большинстве энергосистем реальные условия восстановления напряжения соответствуют условиям испытания выключателя» [11].

4.2. Выбор разъединителей

Разъединители выбираются по следующим параметрам:

1) номинальному напряжению: $U_{\text{ном}} \leq U_{\text{сет.ном}}$;

2) номинальному длительному (рабочему) току: $I_{\text{раб}} \leq I_{\text{ном}}$;

- 3) электродинамической стойкости: $i_{уд} \leq i_{дин} = i_{пр.с}$;
- 4) термической стойкости – при условии $t_{откл} > t_T$ $B_k \leq I_T^2 \cdot t_T$; если $t_{откл} < t_T$, то $B_k \leq I_T^2 \cdot t_{откл}$;
- 5) конструкции, роду установки.

Разъединители выбираются только для РУ наружной установки, при этом необходимо стремиться к установке аппаратов, снабженных заземляющими ножами. В комплектных РУ 6–10 кВ вместо разъединителей применяют втычные контакты, которые выбору и проверке не подлежат.

4.3. Выбор трансформаторов тока

Трансформатор тока (ТТ) выбирается по следующим условиям:

- 1) номинальному напряжению: $U_{ном} \leq U_{ст.ном}$;
- 2) номинальному длительному (рабочему) току:

$$I_{раб} \leq I_{1ном},$$

где $I_{раб}$ – номинальный расчетный (рабочий) первичный ток (нагрузки) трансформатора тока; $I_{1ном}$ – номинальный первичный ток трансформатора тока (по каталогам). Номинальный первичный ток должен быть как можно ближе к рабочему току установки, так как недогрузка первичной обмотки приводит к увеличению погрешностей;

- 3) электродинамической стойкости:

$$i_{уд} \leq i_{дин} = K_{эд} \cdot \sqrt{2} \cdot I_{1ном},$$

где $K_{эд}$ – кратность электродинамической стойкости трансформатора тока (по каталогу);

- 4) термической стойкости:

$$B_k \leq K_T^2 \cdot I_{1ном}^2 \cdot t_T = I_T^2 \cdot t_T,$$

где K_T – кратность термической стойкости трансформатора тока (по каталогу);

- 5) конструкции и классу точности;

- 6) вторичной нагрузке:

$$Z_2 \leq Z_{2ном},$$

где $Z_{2ном} = \frac{S_2}{I_2^2}$ – номинальное полное сопротивление нагрузки (допустимая нагрузка) вторичной обмотки трансформатора тока

в выбранном классе точности; Z_2 – вторичная нагрузка трансформатора тока.

Индуктивное сопротивление токовых цепей невелико, поэтому $Z_2 \approx R_2$:

$$R_2 = R_{\text{приб}} + R_{\text{пр}} + R_{\text{к}},$$

где $R_{\text{к}}$ – переходное сопротивление контактов ($R_{\text{к}} = 0,05$ Ом – при 2–3 приборах, $R_{\text{к}} = 0,1$ Ом – при большем числе приборов); $R_{\text{пр}} = \frac{\rho \cdot l_{\text{п}}}{S}$ – сопротивление проводов, где ρ – удельное сопротивление материала провода: $\rho = 0,0175$ Ом · мм²/м – для проводов с медными жилами, $\rho = 0,0283$ Ом · мм²/м – для проводов с алюминиевыми жилами; $l_{\text{п}}$ – расчетная длина, зависящая от схемы соединения трансформаторов тока (при включении в одну фазу $l_{\text{п}} = 2l$; при включении в неполную звезду (две фазы) $l_{\text{п}} = \sqrt{3}l$; при включении в полную звезду (в три фазы) $l_{\text{п}} = l$).

Для разных присоединений принимается приблизительно следующая длина, представленная в табл. 7 [11; 12].

Таблица 7

Длина соединительных проводов

Типы присоединений	Длина в метрах
Все цепи ГРУ 6–10 кВ, кроме линий к потребителям	40–60
Линии 6–10 кВ к потребителям	4–6
Цепи генераторного напряжения блочных станций	20–40
Все цепи РУ 35 кВ	60–75
Все цепи РУ 110 кВ	75–100
Все цепи РУ 220 кВ	100–150
Все цепи РУ 330–500 кВ	150–175

Для подстанций указанные длины снижают на 15–20 %.

$R_{\text{приб}}$ – сопротивление приборов, подключенных к трансформатору тока:

$$R_{\text{приб}} = S_{\text{приб}} / I_2^2,$$

где $S_{\text{приб}}$ – полная мощность, потребляемая подключенными приборами (берется из справочника или каталога для каждого прибора); I_2 – ток вторичной обмотки трансформатора тока.

Чтобы трансформатор тока работал в выбранном классе точности, необходимо выдержать условие:

$$R_{\text{приб}} + R_{\text{пр}} + R_{\text{к}} \leq Z_{2\text{ном}},$$

откуда

$$R_{\text{пр}} \leq Z_{2\text{ном}} - R_{\text{приб}} - R_{\text{к}}.$$

Зная $R_{\text{пр}}$, можно определить сечение соединительных проводов:

$$S = \frac{\rho \cdot I_{\text{р}}}{R_{\text{пр}}}.$$

По условию прочности сечение для медных жил должно быть не менее 2,5 мм², для алюминиевых – 4,0 мм². Сечение больше 6 мм² обычно не применяется. Монтаж обычно выполняется медными проводами.

4.4. Выбор трансформаторов напряжения

Трансформатор напряжения (ТН) выбирается по следующим условиям:

1) напряжению установки:

$$U_{\text{ном}} \leq U_{\text{сет.ном}};$$

2) вторичной нагрузке:

$$S_{2\Sigma} \leq S_{\text{ном}},$$

где $S_{2\Sigma}$ – нагрузка всех измерительных приборов и реле, присоединенных к трансформатору напряжения (ВА); $S_{\text{ном}}$ – номинальная мощность в выбранном классе точности [13]. «При этом следует иметь в виду, что для однофазных трансформаторов напряжения, соединенных в звезду, следует взять суммарную мощность всех трех фаз, а для соединения по схеме открытого треугольника – удвоенную мощность одного трансформатора» [2; 11].

Для упрощения расчетов нагрузку приборов можно не разделять по фазам, тогда

$$S_{2\Sigma} = \sqrt{(\sum S_{\text{приб}} \cos \varphi)^2 + (\sum S_{\text{приб}} \sin \varphi)^2} = \sqrt{P_{\text{приб}}^2 + Q_{\text{приб}}^2};$$

3) конструкции и схеме соединений обмоток, классу точности с учетом допустимой вторичной нагрузки. Если вторичная нагрузка превышает номинальную мощность в выбранном классе точности, то часть приборов подключают к дополнительно установленному ТН.

«Сечение проводов в цепях ТН определяется допустимой потерей напряжения и условиями их механической прочности. При этом по условию механической прочности сечение медных проводов не должно быть менее $1,5 \text{ мм}^2$, а для алюминиевых жил – менее $2,5 \text{ мм}^2$.

Выбор типа ТН определяется его назначением. Для питания приборов контроля изоляции необходима группа из трех однофазных ТН типа ЗНОМ или ЗНОЛ, соединенных в звезду, причем нейтральная точка обмотки ВН ТН для правильной работы приборов контроля состояния изоляции обязательно заземляется (рабочее заземление)» [2; 11].

Пример 3. На основании расчета трехфазного короткого замыкания, где $I_{п.о} = 14,3 \text{ кА}$, $i_{уд} = 36,04 \text{ кА}$ (значения взяты из примера 2 для точки K_1), произвести выбор и проверку выключателя, устанавливаемого на стороне высшего напряжения 110 кВ силового трансформатора мощностью 80 МВА .

Решение

На сегодняшний день на стороне 110 кВ и выше в основном применяют элегазовые выключатели. Поэтому намечаем к установке элегазовый выключатель типа ВГТ-110-40/2000 У1, имеющий следующие параметры:

- номинальное напряжение $U_{ном} = 110 \text{ кВ}$;
- номинальный ток $I_{ном} = 2000 \text{ А}$;
- начальное действующее значение периодической составляющей предельного сквозного тока короткого замыкания $I_{пр.с} = 40 \text{ кА}$;
- наибольший пик (ток электродинамической стойкости) предельного сквозного тока короткого замыкания (амплитудное значение) $i_{пр.с} = 102 \text{ кА}$;
- наибольший пик тока включения (нормированное мгновенное значение тока включения) $i_{вкл.норм} = 102 \text{ кА}$;
- начальное (нормированное) действующее значение периодической составляющей $I_{вкл.норм} = 40 \text{ кА}$;
- номинальный ток отключения $I_{откл.ном} = 40 \text{ кА}$;
- нормированное процентное содержание аperiodической составляющей $\beta_{нор} = 45 \%$;
- ток термической стойкости $I_T = 40 \text{ кА}$;

- длительность протекания тока термической стойкости $t_T = 3$ с;
- собственное время отключения выключателя $t_{св} = 0,038$ с;
- полное время отключения выключателя $t_{пв.откл} = 0,055$ с.

Технические данные взяты с сайта производителя [15].

Вам необходимо выбрать другую марку выключателя, указав ссылку на сайт производителя.

Выключатель выбирается по следующим параметрам:

- 1) номинальному напряжению: $U_{ном} \leq U_{сст.ном}$;

$$U_{ном} = 110 \text{ кВ} = U_{сст.ном} = 110 \text{ кВ};$$

- 2) номинальному длительному (рабочему) току:

$$I_{раб} \leq I_{ном}; I_{max} \leq I_{ном};$$

$$I_{раб} = 419 \text{ А} \leq I_{ном} = 2000 \text{ А}; I_{max} = 587,8 \text{ А} \leq I_{ном} = 2000 \text{ А},$$

где $I_{раб} = \frac{S_{Т.ном}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}} = \frac{80000}{\sqrt{3} \cdot 110} = 419 \text{ А}$, $I_{max} = 1,4 \cdot \frac{80000}{\sqrt{3} \cdot 110} = 587,8 \text{ А}$;

- 3) отключающей способности:

а) на симметричный ток отключения: $I_{п,\tau} \leq I_{откл.ном}$, где в расчетах используется $I_{п,\tau} = I_{п,о} = 14,3$ кА;

$$I_{п,\tau} = 14,3 \text{ кА} \leq I_{откл.ном} = 40 \text{ кА};$$

- б) на отключение аperiodической составляющей тока к. з.:

$$i_{а,\tau} \leq i_{а.ном} = (\sqrt{2} \cdot \beta_{нор} / 100) \cdot I_{откл.ном},$$

где $i_{а,\tau}$ — номинальное допустимое значение аperiodической составляющей в отключаемом токе для времени $\tau = t_{рз} + t_{св} = 0,01 + 0,038 = 0,048$ с,

$$i_{а,\tau} = \sqrt{2} \cdot I_{п,о} e^{-\tau/T_a} = \sqrt{2} \cdot 14,3 \cdot e^{-0,048/0,03} = 4,07 \text{ кА},$$

где $T_a = 0,03$ — постоянная времени затухания аperiodической составляющей тока короткого замыкания (берется из табл. 4);

$$i_{а.ном} = (\sqrt{2} \cdot \beta_{нор} / 100) \cdot I_{откл.ном} = (\sqrt{2} \cdot 45 / 100) \cdot 40 = 25,45$$

$$i_{а,\tau} = 4,07 \text{ кА} \leq i_{а.ном} = 25,45 \text{ кА};$$

в) если условие $I_{п,\tau} \leq I_{откл.ном}$ соблюдается, но при этом $i_{а,\tau} > i_{а.ном}$, то проверку по отключающей способности производят по полному току короткого замыкания:

$$(\sqrt{2} I_{п,\tau} + i_{а,\tau}) \leq \sqrt{2} I_{откл.ном} (1 + \beta_{нор} / 100).$$

Так как условия а и б соблюдаются, условие в проверять не надо;

4) включающей способности:

$$I_{п,о} \leq I_{вкл.норм}, i_{уд} \leq i_{вкл.норм},$$

$$I_{п,о} = 14,3 \text{ кА} \leq I_{вкл.норм} = 40 \text{ кА}; i_{уд} = 36,04 \text{ кА} \leq i_{вкл.норм} = 102 \text{ кА};$$

5) предельному сквозному току короткого замыкания – на электродинамическую стойкость:

$$I_{п,о} \leq I_{пр.с},$$

$$i_{уд} \leq i_{дин} = i_{пр.с},$$

$$I_{п,о} = 14,3 \text{ кА} \leq I_{пр.с} = 40 \text{ кА}; i_{уд} = 36,04 \text{ кА} \leq i_{пр.с} = 102 \text{ кА};$$

б) тепловому импульсу – на термическую стойкость:

$$B_k \leq I_T^2 \cdot t_T \text{ при условии } t_{откл} > t_T;$$

$$\text{если } t_{откл} < t_T, \text{ то } B_k \leq I_T^2 \cdot t_{откл},$$

где время отключения короткого замыкания

$$t_{откл} = t_{рз} + t_{пв.откл} = 0,01 + 0,055 = 0,065 \text{ с};$$

$$B_k = I_{п,о}^2 (t_{откл} + T_a) = (14,3 \cdot 10^3)^2 (0,065 + 0,03) = 19,42 \cdot 10^6 \text{ А}^2 \cdot \text{с}.$$

Так как в данном случае $t_{откл} = 0,065 \text{ с} < t_T = 3 \text{ с}$, то условие проверки на термическую стойкость имеет вид:

$$B_k = 19,42 \cdot 10^6 \text{ А}^2 \cdot \text{с} \leq I_T^2 \cdot t_{откл} = (40 \cdot 10^3)^2 \cdot 0,065 = 104 \cdot 10^6 \text{ А}^2 \cdot \text{с}.$$

Таким образом, выбранный выключатель ВГТ-110-40/2000 У1 удовлетворяет всем условиям выбора и проверки.

Запишем полученные результаты в табл. 8.

Таблица 8

Условия выбора и проверки выключателя ВГТ-110

Выключатель ВГТ-110-40/2000 У1		
Расчетные данные	Каталожные данные	Условия выбора
$U_{ном} = 110 \text{ кВ}$	$U_{сет.ном} = 110 \text{ кВ}$	$U_{ном} \leq U_{сет.ном}$
$I_{раб} = 419 \text{ А}$	$I_{ном} = 2000 \text{ А}$	$I_{раб} \leq I_{ном}$
$I_{max} = 587,8 \text{ А}$	$I_{ном} = 2000 \text{ А}$	$I_{max} \leq I_{ном}$
$I_{п,т} = 14,3 \text{ кА}$	$I_{откл.ном} = 40 \text{ кА}$	$I_{п,т} \leq I_{откл.ном}$
$I_{п,о} = 14,3 \text{ кА}$	$I_{вкл.норм} = 40 \text{ кА}$	$I_{п,о} \leq I_{вкл.норм}$

$i_{a,\tau} = 4,07 \text{ кА}$	$i_{a,\text{ном}} = 25,45 \text{ кА}$	$i_{a,\tau} \leq i_{a,\text{ном}}$
$I_{п,о} = 14,3 \text{ кА}$	$I_{пр,с} = 40 \text{ кА}$	$I_{п,о} \leq I_{пр,с}$
$i_{уд} = 36,04 \text{ кА}$	$i_{пр,с} = 102 \text{ кА}$	$i_{уд} \leq i_{пр,с}$
$i_{уд} = 36,04 \text{ кА}$	$i_{вкл.норм} = 102 \text{ кА}$	$i_{уд} \leq i_{вкл.норм}$
$B_{к,расч} = 19,42 \cdot 10^6 \text{ А}^2 \cdot \text{с}$	$B_{к,выкл} = 104 \cdot 10^6 \text{ А}^2 \cdot \text{с}$	$B_{к,расч} \leq B_{к,выкл}$

Пример 4. Выбрать трансформатор тока для цепи силового трансформатора на стороне ВН подстанции 110/10 кВ. Известно, что номинальная мощность трансформатора $S_{\text{ном}} = 80\,000 \text{ кВА}$, ударный ток $i_{уд} = 36,04 \text{ кА}$, $I_{п,о} = 14,3 \text{ кА}$ (значения взяты из примера 2). К трансформатору тока подключается амперметр.

Решение

Выбираем трансформатор тока наружной установки класса напряжения 110 кВ с элегазовой изоляцией – ТОГФ-110. Паспортные данные ТОГФ-110 кВ:

- номинальное напряжение $U_{\text{ном}} = 110 \text{ кВ}$;
- номинальный ток $I_{\text{ном}} = 600 \text{ А}$;
- номинальный вторичный ток $I_2 = 5 \text{ А}$;
- ток термической стойкости $I_T = 40 \text{ кА}$;
- длительность протекания тока термической стойкости $t_T = 3 \text{ с}$;
- номинальная вторичная нагрузка при $\cos \varphi_2 = 0,8$ $S_2 = 100 \text{ ВА}$;
- ток электродинамической стойкости $i_{\text{дин}} = 102 \text{ кА}$.

Технические данные взяты с сайта производителя ЗАО «ЗЭТО».

Вам следует выбрать другой тип измерительного трансформатора тока, указав ссылку на сайт производителя.

Номинальный ток трансформатора выбираем как можно ближе к рабочему току установки: $I_{\text{ном}} = 600 \text{ А}$ (недогрузка первичной обмотки ведет к росту погрешности) [22].

Трансформатор тока (ТТ) выбирается по следующим условиям:

- 1) номинальному напряжению: $U_{\text{ном}} \leq U_{\text{сет.ном}}$;

$$U_{\text{ном}} = 110 \text{ кВ} = U_{\text{сет.ном}} = 110 \text{ кВ};$$

- 2) номинальному длительному (рабочему) току:

$$I_{\text{раб}} \leq I_{\text{ном}},$$

где $I_{\text{раб}} = \frac{S_{\text{T.НОМ}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{НОМ}}} = \frac{80\,000}{\sqrt{3} \cdot 110} = 419 \text{ А}$ – номинальный расчетный (рабочий) первичный ток (нагрузки) трансформатора тока; $I_{\text{НОМ}} = 600 \text{ А}$ – номинальный первичный ток трансформатора тока (по каталогу);

$$I_{\text{раб}} = 419 \text{ А} \leq I_{\text{НОМ}} = 600 \text{ А}.$$

3) электродинамической стойкости: $i_{\text{уд}} \leq i_{\text{дин}} = K_{\text{эд}} \cdot \sqrt{2} \cdot I_{\text{НОМ}}$;

$$i_{\text{уд}} = 36,04 \text{ кА} \leq i_{\text{дин}} = 102 \text{ кА};$$

4) термической стойкости: $B_{\text{к}} \leq K_{\text{T}}^2 \cdot I_{\text{НОМ}}^2 \cdot t_{\text{T}} = I_{\text{T}}^2 \cdot t_{\text{T}}$;

$$B_{\text{к}} = I_{\text{п,о}}^2 (t_{\text{откл}} + T_{\text{а}}) = (14,3 \cdot 10^3)^2 (0,065 + 0,03) = 19,42 \cdot 10^6 \text{ А}^2 \cdot \text{с},$$

где $t_{\text{откл}} = 0,065 \text{ с}$ – время отключения короткого замыкания, значение взято из примера 3; $T_{\text{а}} = 0,03 \text{ с}$ – значение из таблицы 4;

$$B_{\text{к}} = 19,42 \cdot 10^6 \text{ А}^2 \cdot \text{с} \leq I_{\text{T}}^2 \cdot t_{\text{T}} = (40 \cdot 10^3)^2 \cdot 3 = 4800 \cdot 10^6 \text{ А}^2 \cdot \text{с};$$

5) конструкции и классу точности – трансформатор тока элегазовый с фарфоровой изоляцией, класс точности 0,2;

б) вторичной нагрузке:

$$Z_2 \leq Z_{2\text{НОМ}},$$

где $Z_{2\text{НОМ}} = \frac{S_2}{I_2^2} = \frac{100}{5^2} = 4 \text{ Ом}$ – номинальное полное сопротивление нагрузки (допустимая нагрузка) вторичной обмотки трансформатора тока в выбранном классе точности; Z_2 – вторичная нагрузка трансформатора тока.

Индуктивное сопротивление токовых цепей невелико, поэтому $Z_2 \approx R_2$:

$$R_2 = R_{\text{приб}} + R_{\text{пр}} + R_{\text{к}},$$

где $R_{\text{к}}$ – переходное сопротивление контактов ($R_{\text{к}} = 0,05 \text{ Ом}$ при 2–3 приборах, $R_{\text{к}} = 0,1 \text{ Ом}$ при большем числе приборов); $R_{\text{пр}} = \frac{\rho \cdot l_{\text{п}}}{S}$ – сопротивление проводов, где ρ – удельное сопротивление материала провода: $\rho = 0,0175 \text{ Ом} \cdot \text{мм}^2/\text{м}$ – для проводов с медными жилами, $\rho = 0,0283 \text{ Ом} \cdot \text{мм}^2/\text{м}$ – для проводов с алюминиевыми жилами; $l_{\text{п}}$ – расчетная длина, зависящая от схемы соединения трансформаторов тока (при включении в одну фазу $l_{\text{п}} = 2l$; при включении в неполную звезду (две фазы) $l_{\text{п}} = \sqrt{3}l$; при включении в полную звезду (в три фазы) $l_{\text{п}} = l$); $R_{\text{приб}}$ – сопротивление приборов, подключенных к трансформатору тока:

$$R_{\text{приб}} = S_{\text{приб}} / I_2^2,$$

где $S_{\text{приб}}$ – полная мощность, потребляемая подключенными приборами; I_2 – ток вторичной обмотки трансформатора тока.

Чтобы трансформатор тока работал в выбранном классе точности, необходимо выдержать условие:

$$R_{\text{приб}} + R_{\text{пр}} + R_{\text{к}} \leq Z_{2\text{ном}},$$

откуда

$$R_{\text{пр}} \leq Z_{2\text{ном}} - R_{\text{приб}} - R_{\text{к}}.$$

Зная $R_{\text{пр}}$, можно определить сечение соединительных проводов:

$$S = \frac{\rho \cdot l_{\text{п}}}{R_{\text{пр}}}.$$

Как упоминалось ранее, по условию прочности сечение для медных жил должно быть не менее 2,5 мм², для алюминиевых – 4,0 мм². Сечение больше 6 мм² обычно не применяется [2; 4; 11; 12].

Определяем сопротивление приборов, подключенных к наиболее нагруженной обмотке трансформатора тока. В данном случае подключен только один амперметр, например амперметр типа Э42700 с потребляемой мощностью $S_{\text{приб}} = 0,5$ ВА:

$$R_{\text{приб}} = S_{\text{приб}} / I_2^2 = 0,5 / 5^2 = 0,02 \text{ Ом}.$$

Принимаем переходное сопротивление контактов равным $R_{\text{к}} = 0,05$ Ом, так как подключается всего один амперметр.

Сопротивление проводов

$$R_{\text{пр}} \leq Z_{2\text{ном}} - R_{\text{приб}} - R_{\text{к}} = 4 - 0,02 - 0,05 = 3,93 \text{ Ом}.$$

Тогда сечение соединительных проводов составит:

$$S = \frac{\rho \cdot l_{\text{п}}}{R_{\text{пр}}} = \frac{0,0175 \cdot 75}{3,93} = 0,33 \text{ мм}^2,$$

где $l_{\text{п}} = l = 75$ м – расчетная длина провода, которая зависит от схемы присоединения приборов к обмоткам трансформатора. В рассматриваемом примере используется присоединение в полную звезду. При таком соединении расчетная длина провода $l_{\text{п}} = l$. Рекомендованная длина соединительных проводов до приборов для РУ 110 кВ составляет 75–100 м; $\rho = 0,0175$ Ом · мм²/м – удельное сопротивление для проводов с медными жилами.

Монтаж обычно выполняется медными проводами, поэтому выбираем провода с медными жилами сечением $S = 2,5 \text{ мм}^2$.

Все данные заносим в табл. 9.

Таблица 9

Условия выбора и проверки трансформатора тока ТОГФ-110

Трансформатор тока ТОГФ-110		
Расчетные данные	Каталожные данные	Условия выбора
$U_{\text{ном}} = 110 \text{ кВ}$	$U_{\text{сет.ном}} = 110 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}} \leq U_{\text{сет.ном}}$
$I_{\text{раб}} = 419 \text{ А}$	$I_{\text{1ном}} = 600 \text{ А}$	$I_{\text{раб}} \leq I_{\text{1ном}}$
$i_{\text{уд}} = 36,04 \text{ кА}$	$i_{\text{дин}} = 102 \text{ кА}$	$i_{\text{уд}} \leq i_{\text{дин}}$
$B_{\text{к.расч}} = 19,42 \cdot 10^6 \text{ А}^2 \cdot \text{с}$	$B_{\text{к.ТТ}} = 4800 \cdot 10^6 \text{ А}^2 \cdot \text{с}$	$B_{\text{к.расч}} \leq B_{\text{к.ТТ}}$
$R_{\text{пр}} \leq 3,93 \text{ Ом}, R_{\text{к}} = 0,05 \text{ Ом}, Z_{\text{2ном}} = 4 \text{ Ом}, R_{\text{приб}} = 0,02 \text{ Ом}$, провода с медными жилами $S = 2,5 \text{ мм}^2$		

Пример 5. На основании расчета трехфазного короткого замыкания, где $I_{\text{п.о}} = 14,3 \text{ кА}$, $i_{\text{уд}} = 36,04 \text{ кА}$ (значения взяты из примера 2 для точки K_1), произвести выбор и проверку разъединителя, устанавливаемого на стороне высшего напряжения 110 кВ силового трансформатора. Известно, что номинальная мощность трансформатора $S_{\text{ном}} = 80 \text{ 000 кВА}$.

Решение

Намечаем к установке разъединитель наружной установки горизонтально-поворотного типа РГ-110/1000 УХЛ1 с двумя заземляющими ножами на полюс, имеющий следующие параметры:

- номинальное напряжение $U_{\text{ном}} = 110 \text{ кВ}$;
- номинальный ток $I_{\text{ном}} = 1000 \text{ А}$;
- наибольший пик (ток электродинамической стойкости) номинального кратковременного выдерживаемого тока (амплитудное значение) $i_{\text{пр.с}} = 80 \text{ кА}$;
- ток термической стойкости $I_{\text{T}} = 31,5 \text{ кА}$;
- длительность протекания тока термической стойкости $t_{\text{T}} = 3 \text{ с}$.

Технические данные взяты с сайта производителя [15].

Разъединитель выбирается по следующим параметрам:

1) номинальному напряжению: $U_{\text{ном}} \leq U_{\text{сет.ном}}$;

$$U_{\text{ном}} = 110 \text{ кВ} = U_{\text{сет.ном}} = 110 \text{ кВ};$$

2) номинальному длительному (рабочему) току: $I_{\text{раб}} \leq I_{\text{ном}}$;

$$I_{\text{раб}} = 419 \text{ А} \leq I_{\text{ном}} = 1000 \text{ А},$$

где $I_{\text{раб}} = \frac{S_{\text{T.ном}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}} = \frac{80000}{\sqrt{3} \cdot 110} = 419 \text{ А};$

3) электродинамической стойкости:

$$i_{\text{уд}} \leq i_{\text{дин}} = i_{\text{пр.с}},$$

$$i_{\text{уд}} = 36,04 \text{ кА} \leq i_{\text{пр.с}} = 80 \text{ кА};$$

4) термической стойкости:

$$B_{\text{к}} \leq I_{\text{T}}^2 \cdot t_{\text{T}} \text{ при условии } t_{\text{откл}} > t_{\text{T}};$$

$$\text{если } t_{\text{откл}} < t_{\text{T}}, \text{ то } B_{\text{к}} \leq I_{\text{T}}^2 \cdot t_{\text{откл}},$$

где время отключения короткого замыкания

$$t_{\text{откл}} = t_{\text{рз}} + t_{\text{пв.откл}} = 0,01 + 0,055 = 0,065 \text{ с}$$

(значение взято из примера 3);

$$B_{\text{к}} = I_{\text{п.о}}^2 (t_{\text{откл}} + T_{\text{а}}) = (14,3 \cdot 10^3)^2 (0,065 + 0,03) = 19,42 \cdot 10^6 \text{ А}^2 \cdot \text{с}.$$

Так как в данном случае $t_{\text{откл}} = 0,065 \text{ с} < t_{\text{T}} = 3 \text{ с}$, то условие проверки на термическую стойкость имеет вид:

$$B_{\text{к}} = 19,42 \cdot 10^6 \text{ А}^2 \cdot \text{с} \leq I_{\text{T}}^2 \cdot t_{\text{откл}} = (31,5 \cdot 10^3)^2 \cdot 0,065 = 64,49 \cdot 10^6 \text{ А}^2 \cdot \text{с}.$$

Таким образом, выбранный разъединитель РГ-110/1000 УХЛ1 удовлетворяет всем условиям выбора и проверки.

Запишем полученные результаты в табл. 10.

Таблица 10

Условия выбора и проверки разъединителя РГ-110

Разъединитель РГ-110/1000 УХЛ1		
Расчетные данные	Каталожные данные	Условия выбора
$U_{\text{ном}} = 110 \text{ кВ}$	$U_{\text{сет.ном}} = 110 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}} \leq U_{\text{сет.ном}}$
$I_{\text{раб}} = 419 \text{ А}$	$I_{\text{ном}} = 1000 \text{ А}$	$I_{\text{раб}} \leq I_{\text{ном}}$
$i_{\text{уд}} = 36,04 \text{ кА}$	$i_{\text{пр.с}} = 80 \text{ кА}$	$i_{\text{уд}} \leq i_{\text{пр.с}}$
$B_{\text{к.расч}} = 19,42 \cdot 10^6 \text{ А}^2 \cdot \text{с}$	$B_{\text{к.раз}} = 64,49 \cdot 10^6 \text{ А}^2 \cdot \text{с}$	$B_{\text{к.расч}} \leq B_{\text{к.раз}}$

4.5. Проверка оборудования на стороне 6–10 кВ

Предварительно выбирается комплектное распределительное устройство КРУ или КРУН со встроенным оборудованием: силовым выключателем, трансформатором напряжения и тока. Данное оборудование также проверяется по основным условиям.

Количество ячеек КРУ зависит от принятой схемы электрических соединений подстанции, а именно:

- от количества ячеек ввода;
- числа ячеек секционирования;
- числа ячеек отходящих линий;
- числа ячеек трансформаторов напряжения.

Основные данные выбранного комплектного распределительного устройства необходимо представить в виде табл. 11.

Таблица 11

Технические параметры КРУ

Тип ячейки	
Параметр	Значение
Номинальное напряжение, кВ	
Тип трансформатора тока	
Тип трансформатора напряжения	
Тип выключателя	

Пример 6. Выбрать трансформатор напряжения на стороне 10 кВ для подключения измерительных приборов.

Также выбрать трансформатор тока для присоединения измерительных приборов в цепи трансформатора с расщепленной обмоткой 80 МВА подстанции на стороне 10 кВ, где ударный ток $i_{уд} = 54,41$ кА, $I_{п.о} = 21,14$ кА (значения взяты из примера 2 для точки К₂). Полное время отключения короткого замыкания $t_{откл} = 0,08$ с.

Решение

Предварительно выбираем ячейку КРУ серии КРУ-СЭЩ-61М 10 кВ со встроенным оборудованием, а именно: вакуумные выключатели ВВУ-СЭЩ, измерительные трансформаторы тока ТОЛ-СЭЩ, измерительные трансформаторы напряжения ЗНОЛ-СЭЩ, огра-

ничители перенапряжений ОПН-П-10, трансформаторы собственных нужд ТЛС-СЭЩ [14].

Проведем проверку трансформаторов тока серии ТОЛ-СЭЩ и трансформаторов напряжения ЗНОЛ-СЭЩ по основным параметрам.

Трансформатор напряжения устанавливается на каждой секции сборных шин. К нему подключаются измерительные приборы всех присоединений данной секции.

Перечень необходимых измерительных приборов, устанавливаемых на ПС, приведен в табл. 12 [11].

Таблица 12

Перечень измерительных приборов, устанавливаемых на подстанциях

Цепь	Место установки приборов	Перечень приборов	Примечание
Понижительный двухобмоточный трансформатор	ВН	—	Ваттметр – только для трансформаторов 110 кВ и выше; варметр – только для трансформаторов 220 кВ и выше
	НН	Амперметр, ваттметр, варметр, счетчики активной и реактивной энергии	
Трехобмоточный трансформатор или автотрансформатор	ВН	Амперметр	На трансформаторах с расщепленной обмоткой приборы устанавливаются в каждой цепи НН
	СН, НН	Амперметр, ваттметр, варметр, счетчики активной и реактивной энергии	
Сборные шины 6–35 кВ	На каждой секции или сборных шинах	Вольтметр для измерения междуфазного напряжения и вольтметр с переключением для измерения трехфазных напряжений	На транзитных ПС на шинах 35 кВ устанавливается регистрирующий вольтметр, если шины ПС являются контрольными точками по напряжению в системе
Сборные шины 110–220 кВ	На каждой секции или сборных шинах	Вольтметр с переключателем для измерения трех междуфазных напряжений и регистрирующий вольтметр; частотомер	
Секционный выключатель		Амперметр	

Цепь	Место установки приборов	Перечень приборов	Примечание
Линия 6–10 кВ к потребителям		Амперметр, расчетные счетчики активной и реактивной энергии для линий, принадлежащих потребителю	Если по счетчикам не ведется денежный расчет, то счетчик реактивной энергии не устанавливается
Линия 35 кВ		Амперметр, расчетные счетчики активной и реактивной энергии на тупиковых потребительских линиях	
Трансформатор собственных нужд	ВН	—	
	НН	Амперметр, расчетный счетчик активной энергии	

К трансформатору напряжения ЗНОЛ-СЭЩ будут подключаться вольтметр, ваттметр, счетчик активной энергии, счетчик реактивной энергии.

Справочные данные трансформатора напряжения:

- номинальное напряжение ЗНОЛ-СЭЩ: 10 кВ;
- номинальная мощность в классе точности 0,5: $S_{\text{НОМ}} = 75 \text{ ВА}$.

Проверяем по вторичной нагрузке

$$S_{2\Sigma} \leq S_{\text{НОМ}},$$

где $S_{2\Sigma}$ — нагрузка всех измерительных приборов и реле, присоединенных к трансформатору напряжения, ВА; $S_{\text{НОМ}}$ — номинальная мощность в выбранном классе точности. При этом нужно иметь в виду, что для однофазных трансформаторов напряжения, соединенных в звезду, следует взять суммарную мощность всех трех фаз, а для соединения по схеме открытого треугольника — удвоенную мощность одного трансформатора [2; 11].

Так как трансформатор напряжения ЗНОЛ однофазный, соединенный в звезду, то его номинальная мощность для трех фаз будет рассчитываться следующим образом: $S_{\text{НОМ}} = 3 \cdot 75 = 225 \text{ ВА}$.

Для упрощения расчетов нагрузки приборов можно не разделять по фазам, тогда

$$S_{2\Sigma} = \sqrt{(\sum S_{\text{приб}} \cos \varphi)^2 + (\sum S_{\text{приб}} \sin \varphi)^2} = \sqrt{P_{\text{приб}}^2 + Q_{\text{приб}}^2}.$$

Подсчет вторичной нагрузки целесообразно производить с помощью табл. 13.

Таблица 13

Вторичная нагрузка трансформаторов напряжения

Приборы	Тип	Потребляемая мощность одной катушки, ВА	Число катушек	cos φ	sin φ	Число приборов	Общая потребляемая мощность	
							P, Вт	Q, вар
Вольтметр	Ц42702	2	1	1	0	2	4	—
Ваттметр	ЩВ02.1	1,5	2	1	0	1	3	—
Счетчик активной и реактивной энергии многофункциональный	Альфа А1700	4	2	0,38	0,925	3	9,12	22,2
Итого							16,12	22,2

Подставим табличные значения в формулу

$$S_{2\Sigma} = \sqrt{P_{\text{приб}}^2 + Q_{\text{приб}}^2} = \sqrt{16,12^2 + 22,2^2} = 27,43 \text{ ВА}.$$

Вторичная нагрузка не превышает номинальную мощность трансформатора напряжения в выбранном классе точности. Установка дополнительного трансформатора напряжения не требуется.

Параметры выбранного трансформатора напряжения сводятся в табл. 14.

Параметры выбранного трансформатора напряжения

Параметр	Значение
Номинальное напряжение обмотки, В: • ВН • НН	$10\,000/\sqrt{3}$ $100/\sqrt{3}$
Вторичная нагрузка, ВА: • расчетная $S_{2\Sigma}$ • $S_{\text{ном}}$	27,43 225
Класс точности	0,5

Мощность, потребляемая всеми установленными приборами, берется из каталога производителей измерительных приборов для каждого типа прибора [18].

Далее проверяем трансформатор тока ТОЛ-СЭЩ. Паспортные данные ТОЛ-СЭЩ:

- номинальное напряжение $U_{\text{ном}} = 10$ кВ;
- номинальный ток $I_{\text{Iном}} = 2500$ А;
- номинальный вторичный ток $I_2 = 5$ А;
- ток термической стойкости $I_T = 40$ кА;
- длительность протекания тока термической стойкости $t_T = 1$ с;
- номинальная вторичная нагрузка при $\cos \varphi_2 = 0,8$ $S_2 = 50$ ВА;
- ток электродинамической стойкости $i_{\text{дин}} = 100$ кА.

Технические данные взяты с сайта производителя ОАО «Электрощит» [14].

Трансформатор тока (ТТ) выбирается по следующим условиям:

1) номинальному напряжению: $U_{\text{ном}} \leq U_{\text{сет.ном}}$;

$$U_{\text{ном}} = 10 \text{ кВ} = U_{\text{сет.ном}} = 10 \text{ кВ.}$$

2) номинальному длительному (рабочему) току: $I_{\text{раб}} \leq I_{\text{Iном}}$, где на стороне НН при двух установленных трансформаторах с расщепленной обмоткой $I_{\text{раб}} = \frac{S_{\text{T.ном}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}} = \frac{80000}{\sqrt{3} \cdot 2 \cdot 10} = 2309$ А – номинальный расчетный (рабочий) первичный ток (нагрузки) трансформатора тока; $I_{\text{Iном}} = 2500$ А – номинальный первичный ток трансформатора тока (по сайту производителя); $I_{\text{раб}} = 2309 \text{ А} \leq I_{\text{Iном}} = 2500 \text{ А.}$

Напомним, что номинальный первичный ток должен быть как можно ближе к рабочему току установки, так как недогрузка первичной обмотки приводит к увеличению погрешностей;

$$3) \text{ электродинамической стойкости: } i_{\text{уд}} \leq i_{\text{дин}} = K_{\text{эд}} \cdot \sqrt{2} \cdot I_{\text{ном}},$$

$$i_{\text{уд}} = 54,41 \text{ кА} \leq i_{\text{дин}} = 100 \text{ кА};$$

$$4) \text{ термической стойкости: } B_{\text{к}} \leq K_{\text{Т}}^2 \cdot I_{\text{ном}}^2 \cdot t_{\text{Т}} = I_{\text{Т}}^2 \cdot t_{\text{Т}}$$

$$B_{\text{к}} = I_{\text{п,о}}^2 (t_{\text{откл}} + T_{\text{а}}) = (21,14 \cdot 10^3)^2 (0,08 + 0,06) = 62,56 \cdot 10^6 \text{ А}^2 \cdot \text{с},$$

где $t_{\text{откл}} = 0,08 \text{ с}$ – время отключения короткого замыкания; $T_{\text{а}} = 0,06 \text{ с}$ – постоянная времени затухания аperiodической составляющей тока к. з. (из табл. 4);

$$B_{\text{к}} = 62,56 \cdot 10^6 \text{ А}^2 \cdot \text{с} \leq I_{\text{Т}}^2 \cdot t_{\text{Т}} = (40 \cdot 10^3)^2 \cdot 1 = 1600 \cdot 10^6 \text{ А}^2 \cdot \text{с};$$

5) конструкции и классу точности – трансформатор тока опорный с литой изоляцией, класс точности 0,5;

6) вторичной нагрузке:

$$Z_2 \leq Z_{2\text{ном}},$$

где $Z_{2\text{ном}} = \frac{S_2}{I_2^2} = \frac{50}{5^2} = 2 \text{ Ом}$ – номинальное полное сопротивление нагрузки (допустимая нагрузка) вторичной обмотки трансформатора тока в выбранном классе точности; Z_2 – вторичная нагрузка трансформатора тока.

Индуктивное сопротивление токовых цепей невелико, поэтому $Z_2 \approx R_2$:

$$R_2 = R_{\text{приб}} + R_{\text{пр}} + R_{\text{к}},$$

где $R_{\text{к}}$ – переходное сопротивление контактов ($R_{\text{к}} = 0,05 \text{ Ом}$ при 2–3 приборах, $R_{\text{к}} = 0,1 \text{ Ом}$ при большем числе приборов).

Сопротивление проводов

$$R_{\text{пр}} = \frac{\rho \cdot l_{\text{п}}}{S}$$

где ρ – удельное сопротивление материала провода: $\rho = 0,0175 \text{ Ом} \cdot \text{мм}^2/\text{м}$ – для проводов с медными жилами, $\rho = 0,0283 \text{ Ом} \cdot \text{мм}^2/\text{м}$ – для проводов с алюминиевыми жилами; $l_{\text{п}}$ – расчетная длина, зависящая от схемы соединения трансформаторов тока (при включении в одну фазу $l_{\text{п}} = 2l$, при включении в неполную звезду (две фазы) $l_{\text{п}} = \sqrt{3}l$, при включении в полную звезду (в три фазы) $l_{\text{п}} = l$).

$R_{\text{приб}}$ – сопротивление приборов, подключенных к трансформатору тока:

$$R_{\text{приб}} = S_{\text{приб}} / I_2^2,$$

где $S_{\text{приб}}$ – полная мощность, потребляемая подключенными приборами; I_2 – ток вторичной обмотки трансформатора тока.

Для проверки трансформатора тока по вторичной нагрузке, пользуясь схемой включения и каталожными данными приборов, определяем нагрузку по фазам для наиболее загруженной обмотки трансформатора тока.

Перечень необходимых измерительных приборов выбираем по табл. 12. На вводе 10 кВ устанавливаются амперметр, ваттметр, счетчик активной и реактивной энергии. Наибольшая нагрузка приходится на трансформатор фазы А (табл. 15).

Общее сопротивление приборов фазы А:

$$R_{\text{приб}} = S_{\text{приб}} / I_2^2 = 1,2 / 5^2 = 0,048 \text{ Ом.}$$

Сопротивление контактов $R_{\text{к}} = 0,1$ Ом, так как число приборов больше двух, тогда сопротивление проводов составит:

$$R_{\text{пр}} \leq Z_{\text{2ном}} - R_{\text{приб}} - R_{\text{к}} = 2 - 0,048 - 0,1 = 1,852 \text{ Ом.}$$

Таблица 15

Вторичная нагрузка трансформатора тока

Прибор	Тип	Нагрузка в разные фазы, ВА		
		А	В	С
Амперметр	Э42700	0,5	–	–
Ваттметр	ЩВ02.1	0,5	–	0,5
Счетчик активной и реактивной энергии многофункциональный	Альфа А1700	0,2	–	0,2
Итого		1,2	–	0,7

Определим сечение соединительных проводов:

$$S = \frac{\rho \cdot I_{\text{п}}}{R_{\text{пр}}} = \frac{0,0175 \cdot 6,92}{1,852} = 0,065 \text{ мм}^2,$$

где $l_p = l = \sqrt{3} \cdot 4 = 6,92$ м – расчетная длина провода, которая зависит от схемы присоединения приборов к обмоткам трансформатора. В рассматриваемом примере используется присоединение в неполную звезду. При таком соединении расчетная длина провода $l_p = \sqrt{3}l$. Рекомендованная длина соединительных проводов до приборов для РУ 10 кВ составляет 4–6 м; $\rho = 0,0175$ Ом · мм²/м – удельное сопротивление для проводов с медными жилами.

Монтаж обычно выполняется медными проводами, поэтому выбираем провода с медными жилами сечением $S = 2,5$ мм².

Все данные заносим в табл. 16.

Таблица 16

Условия выбора и проверки трансформатора тока ТОЛ-СЭЩ-10

Трансформатор тока ТОЛ-СЭЩ-10		
Расчетные данные	Каталожные данные	Условия выбора
$U_{\text{ном}} = 10$ кВ	$U_{\text{сет.ном}} = 10$ кВ	$U_{\text{ном}} \leq U_{\text{сет.ном}}$
$I_{\text{раб}} = 2309$ А	$I_{1\text{ном}} = 2500$ А	$I_{\text{раб}} \leq I_{1\text{ном}}$
$i_{\text{уд}} = 54,41$ кА	$i_{\text{дин}} = 100$ кА	$i_{\text{уд}} \leq i_{\text{дин}}$
$B_{\text{к.расч}} = 62,56 \cdot 10^6$ А ² · с	$B_{\text{к.ТТ}} = 1600 \cdot 10^6$ А ² · с	$B_{\text{к.расч}} \leq B_{\text{к.ТТ}}$
$R_{\text{пр}} \leq 1,852$ Ом, $R_{\text{к}} = 0,1$ Ом, $Z_{2\text{ном}} = 2$ Ом, $R_{\text{приб}} = 0,048$ Ом, провода с медными жилами $S = 2,5$ мм ²		

5. Выбор оперативного тока, системы измерений, трансформаторов собственных нужд

5.1. Выбор оперативного тока

Для нормальной работы приборов и аппаратов управления и сигнализации, а также для питания оперативных цепей релейной защиты и автоматики необходим источник оперативного тока. Используют постоянный, выпрямленный и переменный оперативный ток.

В соответствии с действующими требованиями На ПС 35 кВ (кроме отпаечных и тупиковых) и выше должна применяться система оперативного постоянного тока (СОПТ) напряжением 220 В, выполняемая в соответствии с требованиями [7]. Применение выпрямленного и переменного оперативного тока на ПС 35–110 кВ допускается только на существующих объектах.

Источником оперативного постоянного тока служит аккумуляторная батарея (АБ), работающая с зарядно-подзарядным агрегатом в режиме постоянного подзаряда.

5.2. Выбор трансформаторов собственных нужд подстанции

На подстанциях приемниками энергии системы собственных нужд являются: электродвигатели системы охлаждения трансформаторов и синхронных компенсаторов; устройства обогрева выключателей и шкафов КРУ и КРУН с установленными в них электрическими аппаратами и приборами; электродвигатели компрессоров, снабжающих воздухом пневматические приводы; вентиляция; электрическое отопление и освещение; система пожаротушения; оперативные цепи.

Наиболее ответственными потребителями собственных нужд подстанций являются оперативные цепи, системы связи, телемеханики, аварийное освещение, система пожаротушения.

В зависимости от типа, мощности ПС питание потребителей собственных нужд осуществляется от специально установленных трансформаторов собственных нужд (ТСН).

На всех ПС устанавливается не менее двух трансформаторов собственных нужд. К ним могут подключаться только потребите-

ли подстанции. В схемах собственных нужд ПС предусматривается присоединение трансформаторов собственных нужд к разным источникам питания (вводам разных трансформаторов, различным секциям РУ и др.).

Мощность каждого трансформатора собственных нужд с НН 0,4 кВ предусматривается, как правило, не более 630 кВА для ПС 110–220 кВ и не более 1000 кВА для ПС 330 кВ и выше.

ТСН небольшой мощности (до 40, реже 63 кВА) устанавливаются непосредственно в шкафах КРУ 6 (10) кВ, для их подключения предусматриваются ячейки с предохранителями (выключателями) и кабельными вводами. ТСН большей мощности размещаются открыто вне РУ 6 (10) кВ.

На ПС с постоянным оперативным током трансформаторы собственных нужд присоединяются через предохранители или выключатели к шинам РУ 6–35 кВ (рис. 11), а при отсутствии этих РУ – к обмоткам НН основных трансформаторов.

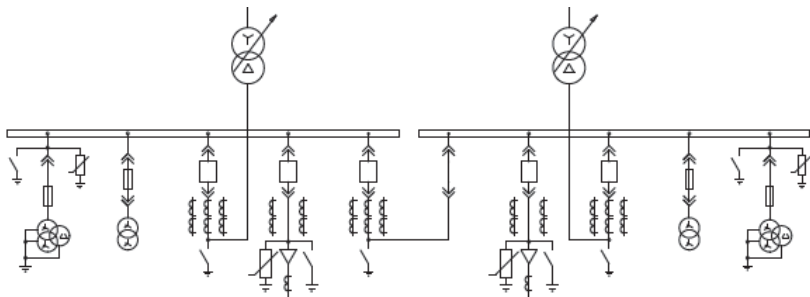


Рис. 11. Присоединение ТСН подстанции с постоянным оперативным током [8]

Мощность потребителей собственных нужд невелика, поэтому они присоединяются, как правило, к сети 380/220 В, которая получает питание от понижающих трансформаторов.

Мощность ТСН с учетом коэффициента спроса

$$S_{\text{ТСН}} \geq K_c \cdot S_{\text{сн}},$$

где K_c – коэффициент спроса, учитывающий коэффициенты одновременности и загрузки (в ориентировочных расчетах принимается в пределах от 0,7 до 0,8); $S_{\text{сн}}$ – мощность, расходуемая на собственные нужды подстанции.

Рекомендуется выбирать сухие трансформаторы собственных нужд, так как они взрыво- и пожаробезопасны, или масляные герметичные. Достоинством последних является то, что герметичный трансформатор полностью заполнен маслом без воздушной или газовой подушки, контакт масла с внешней средой исключен. Таким образом, масло не окисляется и не увлажняется.

Пример 7. Выбрать тип, число и мощность трансформатора собственных нужд для двухтрансформаторной подстанции 110/10 кВ. Мощность $S_{сн}$, расходуемая на собственные нужды подстанции, составляет 70 кВА.

Решение

Мощность ТСН с учетом коэффициента спроса

$$S_{ТСН} \geq K_c \cdot S_{сн} = 0,7 \cdot 70 = 49 \text{ кВА.}$$

Выбираем два трансформатора собственных нужд типа ТЛС-СЭЩ мощностью 63 кВА напряжением 10/0,4 кВ [14].

5.3. Системы измерений, применяемые на подстанции

На подстанции контроль за режимом работы основного и вспомогательного оборудования осуществляется как с помощью традиционных технических средств (контрольно-измерительные приборы), так и с помощью программно-технических комплексов.

В зависимости от величин рабочего напряжения и тока включение контрольно-измерительных приборов может быть непосредственным или через измерительные трансформаторы тока и напряжения, причем в последнем случае, как правило, применяется раздельное питание токовых обмоток контрольно-измерительных приборов, релейной защиты и автоматики.

Перечень основных измерительных приборов представлен в табл. 17 [11].

«Классы точности счетчиков учета активной электрической энергии должны быть следующими:

- для линий электропередач и трансформаторов (автотрансформаторов) напряжением 110 кВ и выше – не хуже 0,2S;
- для остальных присоединений – не хуже 0,5S.

Назначение измерительных приборов

Обозначение	Назначение
<i>Приборы измерительные (показывающие)</i>	
	Амперметры устанавливаются во всех электрических цепях, причем в цепях с равномерной нагрузкой они устанавливаются в одной фазе, а в цепях генераторов, воздушных линий напряжением 330 и 500 кВ, в цепях с неравномерной нагрузкой или четырехпроводных сетях амперметры устанавливаются во всех фазах
 	Ваттметр и варметр измеряют соответственно активную и реактивную мощность. Они используются для контроля за работой генераторов по графику и для учета распределения потоков мощности по основным элементам электроустановки (трансформаторы и линии связи)
	Вольтметры используются для контроля качества электроэнергии по напряжению
	Частотомеры используются для контроля качества электроэнергии по частоте
	Синхроскопы используются для синхронизации при включении генераторов на параллельную работу
<i>Приборы регистрирующие (самопишущие)</i>	
	Регистрирующий ваттметр устанавливается в цепи генераторов. На станциях средней и большой мощности устанавливаются суммирующие ваттметры, показывающие суммарную мощность станции в данный момент. Такие приборы устанавливаются и на диспетчерских пунктах энергосистем
	Регистрирующие вольтметры устанавливаются на шинах станции
	Регистрирующие частотомеры устанавливаются на шинах станции
<i>Приборы интегрирующие</i>	
 	Счетчики активной и реактивной энергии используются для учета вырабатываемой, отпускаемой потребителям и расходуемой на собственные нужды электроэнергии. Они устанавливаются в цепях генератора, трансформаторов собственных нужд и потребителей линий

Требования к классам точности обмоток трансформаторов тока (ТТ) и трансформаторов напряжения (ТН) для целей учета электроэнергии:

- ТТ 110 кВ и выше – не хуже 0,2S;
- остальные ТТ – не хуже 0,5S;
- ТН 110 кВ и выше – не хуже 0,2;
- остальные ТН – не хуже 0,5» [7].

6. Расчет молниезащиты подстанции

Здание и сооружение подстанции с достаточной степенью надежности должны защищаться молниеотводами от поражений прямыми ударами молний.

Молниеотводы бывают стержневые и тросовые. Стержневые применяются для защиты от прямых ударов молнии в здания, тросовые — для защиты линий электропередач.

Расчет защиты от прямых ударов молнии заключается в определении зон защиты, типов защиты и параметров.

По типу молниезащита может быть следующей:

- одностержневой;
- двухстержневой одинаковой или разной высоты;
- многократной стержневой;
- одиночной тросовой;
- многократной тросовой.

Параметрами молниезащиты являются:

- h — полная высота стержневого молниеотвода, м;
- h_0 — высота вершины конуса стержневого молниеотвода, м;
- h_x — высота защищаемого сооружения, м;
- r_0, r_x — радиусы защиты на уровне земли и на высоте защищаемого сооружения соответственно, м;
- h_c — высота средней части двойного стержневого молниеотвода, м;
- $2r_c, 2r_x$ — ширина средней части зоны двойного стержневого молниеотвода на уровне земли и на высоте защищаемого объекта соответственно, м;

L — расстояние между двумя стержневыми молниеотводами, м.

Если защита объекта обеспечивается простейшими молниеотводами (одиночным стержневым, одиночным тросовым, двойным стержневым, двойным тросовым, замкнутым тросовым), размеры молниеотводов можно определять, пользуясь заданными в нормативе зонами защиты.

6.1. Зона защиты одиночного стержневого молниеотвода

Стандартной зоной защиты одиночного стержневого молниеотвода высотой h является круговой конус высотой $h_0 < h$, вершина которого совпадает с вертикальной осью молниеотвода (рис. 12) [20]. Габариты зоны определяются двумя параметрами: высотой конуса h_0 и радиусом конуса на уровне земли r_0 .

Приведенные ниже расчетные формулы (табл. 18) [20] применимы для молниеотводов высотой до 150 м. При более высоких молниеотводах следует пользоваться специальной методикой расчета.

Для зоны защиты требуемой надежности (рис. 12) радиус горизонтального сечения r_x на высоте h_x определяется по формуле

$$r_x = \frac{r_0 \cdot (h_0 - h_x)}{h_0}. \quad (5)$$

Таблица 18

Расчет зоны защиты одиночного стержневого молниеотвода

Надежность защиты	Высота молниеотвода h , м	Высота конуса h_0 , м	Радиус конуса r_0 , м
0,9	от 0 до 100	$0,85h$	$1,2h$
	от 100 до 150	$0,85h$	$[1,2 - 10^{-3}(h - 100)]h$
0,99	от 0 до 30	$0,8h$	$0,8h$
	от 30 до 100	$0,8h$	$[0,8 - 1,43 \cdot 10^{-3}(h - 30)]h$
	от 100 до 150	$[0,8 - 10^{-3}(h - 100)]h$	$0,7h$
0,999	от 0 до 30	$0,7h$	$0,6h$
	от 30 до 100	$[0,7 - 7,14 \cdot 10^{-4}(h - 30)]h$	$[0,6 - 1,43 \cdot 10^{-3}(h - 30)]h$
	от 100 до 150	$[0,65 - 10^{-3}(h - 100)]h$	$[0,5 - 2 \cdot 10^{-3}(h - 100)]h$

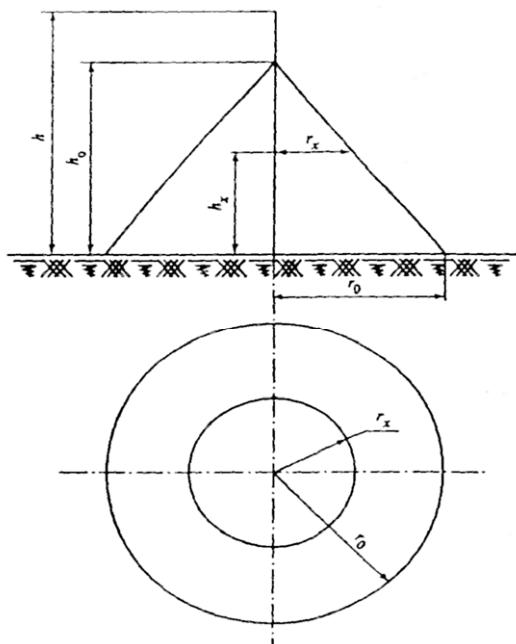


Рис. 12. Зона защиты одиночного стержневого молниеотвода

6.2. Зона защиты двойного стержневого молниеотвода

Молниеотвод считается двойным, когда расстояние между стержневыми молниеприемниками L не превышает предельного значения L_{\max} , т. е. $L \leq 4h$. В противном случае оба молниеотвода рассматриваются как одиночные.

Конфигурация вертикальных и горизонтальных сечений стандартных зон защиты двойного стержневого молниеотвода (высотой h и расстоянием L между молниеотводами) представлена на рис. 13 [20]. Построение внешних областей зон двойного молниеотвода (полуконусов с габаритами h_0, r_0) производится по формулам табл. 18 для одиночных стержневых молниеотводов. Размеры внутренних областей определяются параметрами h_0 и h_c , первый из которых задает максимальную высоту зоны непосредственно у молниеотводов, а второй — минимальную высоту зоны посередине между молниеотводами.

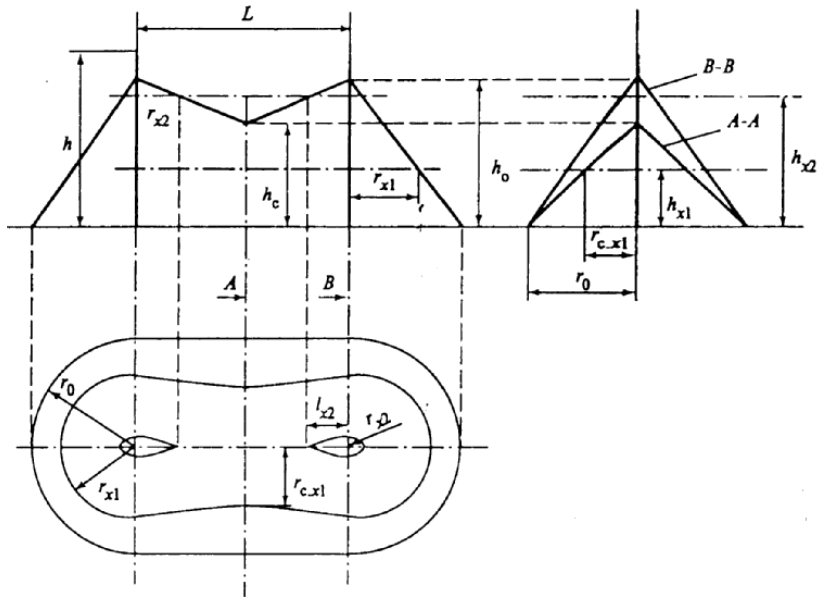


Рис. 13. Зона защиты двойного стержневого молниеотвода

Таблица 19

Расчет параметров зоны защиты двойного стержневого молниеотвода

Надежность защиты	Высота молниеотвода h , м	L_{\max} , м	L_c , м
0,9	от 0 до 30	$5,75h$	$2,5h$
	от 30 до 100	$[5,75 - 3,57 \cdot 10^{-3}(h - 30)]h$	$2,5h$
	от 100 до 150	$5,5h$	$2,5h$
0,99	от 0 до 30	$4,75h$	$2,25h$
	от 30 до 100	$[4,75 - 3,57 \cdot 10^{-3}(h - 30)]h$	$[2,25 - 0,0107(h - 30)]h$
	от 100 до 150	$4,5h$	$1,5h$
0,999	от 0 до 30	$4,25h$	$2,25h$
	от 30 до 100	$[4,25 - 3,57 \cdot 10^{-3}(h - 30)]h$	$[2,25 - 0,0107 \cdot 10^{-3}(h - 30)]h$
	от 100 до 150	$4,0h$	$1,5h$

При расстоянии между молниеотводами $L \leq L_c$ граница зоны не имеет провеса ($h_c = h_0$). Для расстояний $L_c \leq L \leq L_{\max}$ высота h_c определяется по выражению

$$h_c = \frac{L_{\max} - L}{L_{\max} - L_c} h_0. \quad (6)$$

Входящие в него предельные расстояния L_{\max} и L_c вычисляются по эмпирическим формулам табл. 19 [20], применимым для молниеотводов высотой до 150 м. При большей высоте молниеотводов следует пользоваться специальным программным обеспечением.

Размеры горизонтальных сечений зоны вычисляются по следующим формулам, общим для всех уровней надежности защиты [20]:

- максимальная полуширина зоны r_x в горизонтальном сечении на высоте h_x :

$$r_x = \frac{r_0 \cdot (h_0 - h_x)}{h_0};$$

- длина горизонтального сечения l_x на высоте $h_x \geq h_c$:

$$l_x = \frac{L \cdot (h_0 - h_x)}{2(h_0 - h_c)},$$

причем $l_x = L/2$ при $h_x < h_c$;

- ширина горизонтального сечения в центре между молниеотводами $2r_{cx}$ на высоте $h_x \leq h_c$:

$$r_{cx} = \frac{r_0 \cdot (h_c - h_x)}{h_c}.$$

Библиографический список

1. Кокин, С.Е. Схемы электрических соединений подстанций : учеб. пособие / С.Е. Кокин, С.А. Дмитриев, А.И. Хальясмаа. — 2-е изд., стер. — Москва : Флинта : Изд-во Урал. ун-та, 2017. — 100 с. — URL: <https://new.znaniium.com/catalog/product/947712> (дата обращения: 04.12.2019).
2. Немировский, А.Е. Электрооборудование электрических сетей, станций и подстанций : учеб. пособие / А.Е. Немировский, И.Ю. Сергиевская, Л.Ю. Крепышева. — 2-е изд., доп. — Москва : Инфра-Инженерия, 2018. — 148 с. — URL: <https://new.znaniium.com/catalog/product/989739> (дата обращения: 04.12.2019).
3. Правила технической эксплуатации электроустановок потребителей. — Москва : ИНФРА-М, 2018. — 262 с. — URL: <https://new.znaniium.com/catalog/product/944357> (дата обращения: 04.12.2019).
4. Правила устройства электроустановок. Раздел 4. Распределительные устройства и подстанции. Главы 4.1, 4.2. — 7-е изд. — Москва : ЭНАС, 2013. — 104 с. // Электронно-библиотечная система IPR BOOKS : [сайт]. — URL: <http://www.iprbookshop.ru/76191.html> (дата обращения: 04.12.2019).
5. СТО 34.01-3.1-002-2016. Типовые технические решения подстанций 6–110 кВ // ПАО «ФСК ЕЭС» : [сайт]. — URL: https://www.rosseti.ru/investment/standart/corp_atandart/doc/34.01-3.1-002-2016.pdf (дата обращения: 8.12.2019).
6. СТО 56947007-29.240.30.010-2008. Схемы принципиальные электрические распределительных устройств подстанций 35–750 кВ. Типовые решения // ПАО «ФСК ЕЭС» : [сайт]. — URL: <http://www.fsk-ees.ru/upload/docs/56947007-29.240.30.010-2008.pdf> (дата обращения: 8.09.2019).
7. СТО 56947007-29.240.10.248-2017. Нормы технологического проектирования подстанций переменного тока с высшим напряжением 35–750 кВ (НТП ПС) // ПАО «ФСК ЕЭС» : [сайт]. — URL: http://www.fsk-ees.ru/upload/docs/СТО_56947007-29.240.10.248-2017.pdf (дата обращения: 8.12.2019).

8. СТО 56947007-29.240.30.047-2010. Рекомендации по применению типовых принципиальных электрических схем распределительных устройств подстанций 35–750 кВ // ПАО «ФСК ЕЭС» : [сайт]. – URL: <http://www.fsk-ees.ru/upload/docs/56947007-29.240.30.047-2010.pdf> (дата обращения: 8.12.2019).
9. Руководящие указания по расчету токов короткого замыкания и выбору электрооборудования : РД 153-34.0-20.527-98 / под ред. Б.Н. Неклепаева. – Москва : НЦ ЭНАС, 2006. – 152 с. – URL: <http://www.gostrf.com/normadata/1/4294817/4294817179.pdf> (дата обращения: 30.11.2019).
10. ГОСТ 14209-85. Трансформаторы силовые масляные общего назначения. Допустимые нагрузки (с Изменением № 1) : национальный стандарт Российской Федерации : утвержден и введен в действие Постановлением Государственного комитета СССР по стандартам от 31.01.85 № 236 : введен взамен ГОСТ 14209-69 ; дата введения 1985-07-01. – Москва : Стандартиформ, 2009. – 37 с. – URL: <http://docs.cntd.ru/document/gost-14209-85> (дата обращения: 14.11.2019).
11. Рожкова, Л.Д. Электрооборудование электрических станций и подстанций / Л.Д. Рожкова, Л.К. Карнеева, Т.В. Чиркова. – 2-е изд., стер. – Москва : Академия, 2005. – 448 с. – URL: <http://library.nuft.edu.ua/ebook/file/rojkova.pdf> (дата обращения: 05.12.2019).
12. Кулеева, Л.И. Проектирование подстанции : учеб. пособие / Л.И. Кулеева, С.В. Митрофанов, Л.А. Семенова. – Оренбург : Оренбургский государственный университет : ЭБС АСВ, 2016. – 111 с. // Электронно-библиотечная система IPR BOOKS : [сайт]. – URL: <http://www.iprbookshop.ru/69935.html> (дата обращения: 04.12.2019).
13. ГОСТ 1983-2015. Трансформаторы напряжения. Общие технические условия : национальный стандарт Российской Федерации : утвержден и введен в действие Приказом Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии от 23 июня 2016 г. № 673-ст : введен взамен ГОСТ 1983-2001. – Москва : Стандартиформ, 2016. – 39 с. – URL: <http://docs.cntd.ru/document/1200136398> (дата обращения: 7.12.2019).

14. ЗАО «ГК «Электрощит» – ТМ Самара» : [сайт]. – URL: <http://electroshield.nt-rt.ru> (дата обращения: 14.11.2019).
15. Завод электротехнического оборудования : [сайт]. – URL: <http://zeto.ru> (дата обращения: 5.12.2019).
16. Старшинов, В.А. Электрическая часть электростанций и подстанций : учеб. пособие / В.А. Старшинов, М.В. Пираторов, М.А. Козина ; под ред. В.А. Старшинова. – Москва : Издательский дом МЭИ, 2015. – 296 с. // ЭБС «Консультант студента» : [сайт]. – URL : <http://www.studentlibrary.ru/book/ISBN9785383012611.html> (дата обращения: 06.12.2019).
17. Крючков, И.П. Электрическая часть электростанций и подстанций. Справочные и методические материалы для выполнения квалификационных работ : учебно-справочное пособие для вузов / И.П. Крючков, М.В. Пираторов, В.А. Старшинов ; под ред. И.П. Крючкова. – Москва : Издательский дом МЭИ, 2015. – 138 с. // ЭБС «Консультант студента» : [сайт]. – URL: <http://www.studentlibrary.ru/book/> (дата обращения: 06.12.2019).
18. ОАО «Электроприбор» : [сайт]. – URL: <https://www.elpribor.ru> (дата обращения: 14.11.2019).
19. Инструкция по оформлению цитат и ссылок на первоисточники // Тольяттинский государственный университет : [сайт] – URL: https://www.tltsu.ru/upravlenie/educational-methodical-management/regulatory-documents-of-educational-process/index.php?sphrase_id=2565637 (дата обращения: 30.11.2019).
20. Инструкция по устройству молниезащиты зданий, сооружений и промышленных коммуникаций. – Москва : Изд-во МЭИ, 2004. – 56 с. – URL: <http://electrolibrary.info/molniya.pdf> (дата обращения: 05.12.2019).
21. Короткие замыкания и выбор электрооборудования : учеб. пособие для вузов / И.П. Крючков, В.А. Старшинов, Ю.П. Гусев [и др.] ; под ред. И.П. Крючкова, В.А. Старшинова. – Москва : Издательский дом МЭИ, 2017. // ЭБС «Консультант студента» : [сайт]. – URL : <http://www.studentlibrary.ru/book/> (дата обращения: 06.12.2019).

22. ГОСТ 7746-2015 Трансформаторы тока. Общие технические условия= Current transformers. General specifications: межгосударственный стандарт: издание официальное: утвержден и введен в действие Приказом Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии от 23 июня 2016 г. № 674-ст: введен взамен ГОСТ 7746-2001/разработан Обществом с ограниченной ответственностью «Ц СВЭП» (ООО «Ц СВЭП») и Открытым акционерным обществом «Свердловский завод трансформаторов тока» (ОАО «СЗТТ»). – Москва : Стандартиформ, 2017. – 39 с. – URL: <http://docs.cntd.ru/document/1200136399> (дата обращения 8.03.2020).

Образец титульного листа на курсовой проект

МИНИСТЕРСТВО НАУКИ И ВЫСШЕГО ОБРАЗОВАНИЯ РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ
федеральное государственное бюджетное образовательное
учреждение высшего образования
«Тольяттинский государственный университет»

Институт химии и энергетики

(наименование института полностью)

Кафедра «Электроснабжение и электротехника»

(наименование кафедры полностью)

13.03.02 «Электроэнергетика и электротехника»

(код и наименование направления подготовки, специальности)

«Электроснабжение»

(направленность (профиль)/специализация)

КУРСОВОЙ ПРОЕКТ

по дисциплине (учебному курсу) «Электрические станции
и подстанции»

на тему «Проектирование электрической части
понижительной подстанции»

Группа _____

Студент _____

(И.О. Фамилия)

Руководитель _____

(И.О. Фамилия)

Оценка: _____

Дата: _____

(подпись руководителя)

Тольятти 20__

Образец оформления задания

ЗАДАНИЕ на выполнение курсового проекта

Студент _____

1. Тема Проектирование электрической части понизительной подстанции

2. Срок сдачи студентом законченного курсового проекта _____

3. Исходные данные к курсовому проекту: вариант № _____

3.1. Потребляемая расчетная максимальная мощность потребителей

Наименование потребителей	Категория потребителей	Максимальная мощность потребителей P_{\max} , МВт	Коэффициент мощности $\cos \varphi$	Средняя температура окружающей среды $\theta_{\text{окл}}$	Напряжение потребителей, кВ

3.2. Источники питания

Наименование источника	Расчетная мощность к. з. на шинах источника S_k , МВА	Тип линии электропередачи, расстояние, км	Напряжение источника питания, кВ	Тип подстанции	Мощность, расходуемая на собственные нужды подстанции, $S_{\text{сн}}$, кВА

3.3. Упрощенный суточный график нагрузок потребителей.

4. Содержание пояснительной записки курсового проекта (перечень подлежащих разработке вопросов, разделов)

4.1 Выбор типа, числа и мощности силовых трансформаторов.

4.2 Выбор электрической схемы подстанции. Выбор основных конструктивных решений подстанции.

4.3 Расчет токов короткого замыкания.

4.4 Выбор электрических аппаратов.

4.5 Выбор оперативного тока, системы измерений, выбор трансформаторов собственных нужд.

4.6 Расчет молниезащиты подстанции.

5. Ориентировочный перечень графического и иллюстративного материала

5.1. Электрическая схема понизительной подстанции – чертеж формата А1.

5.2. План и разрез подстанции – чертеж формата А1.

6. Рекомендуемые учебно-методические материалы

6.1. Черненко Ю.В. Проектирование электрической части понизительной подстанции. Выполнение курсового проекта : электрон. учеб.-метод. пособие / Ю.В. Черненко. – Тольятти : Изд-во ТГУ, 2020.

6.2. Крючков И.П. Электрическая часть электростанций и подстанций. Справочные и методические материалы для выполнения квалификационных работ : учебно-справочное пособие для вузов / И.П. Крючков, М.В. Пираторов, В.А. Старшинов. – Москва : МЭИ, 2015.

7. Дата выдачи задания «__» __20__ г.

Руководитель курсового проекта _____
(подпись) (И.О. Фамилия)

Приложение Б

Варианты заданий для курсового проектирования

№ варианта	Потребители	Категория потребителей	Коэффициент мощности $\cos \varphi$	Максимальная мощность потребителей P_{\max} , МВт	Напряжение потребителей, кВ	Средняя температура окружающей среды $\theta_{\text{окр}}$, °С	Источник питания	Мощность к. з. S_k системы, МВА	Тип линии от источника	Длина линии, км	Напряжение источника питания, кВ	Тип подстанции	Мощность, расходуемая на собственные нужды подстанции, $S_{\text{стп}}$, кВА
1	Химический завод Аэропорт Речной порт	1	0,83	41	10	+11	Система	4000	Воздушная линия	1,5	110	Концевая	71
		2											
2	Автомобильный завод Аэропорт	1	0,84	42	10	+9	Система	2500	Воздушная линия	10	110	Ответственная	72
		1											
3	Автомобильный завод Аэропорт Железнодорожная станция	1	0,96	43	10	+8	Система	1900	Воздушная линия	5	110	Концевая	73
		2											
4	Речной порт Строительный завод	2	0,98	44	10	+7	Система	1000	Воздушная линия	4	110	Ответственная	74
		1											
5	Насосная станция Строительный завод	1	0,91	45	10	+6	Система	2400	Воздушная линия	8	110	Концевая	75
		1											

№ варианта	Потребители	Категория потребителей	Коэффициент мощности $\cos \varphi$	Максимальная мощность потребителей P_{\max} , МВт	Напряжение потребителей, кВ	Средняя температура окружающей среды $\theta_{\text{ср}}$, °С	Источник питания	Мощность к з. % системы, МВА	Тип линии от источника	Длина линии, км	Напряжение источника питания, кВ	Тип подстанции	Мощность, расходуемая на собственные нужды подстанции, $S_{\text{ст}}$ кВА
6	Железнодорожная станция Завод Черной металлургии Элеватор	1	0,94	46	10	+5	Система	2300	Воздушная линия	12	110	Ответственная	76
		1			10								
		2			10								
7	Завод тяжелого машиностроения Элеватор Город	1	0,93	47	10 10	+4	Система	2200	Воздушная линия	13	110	Концевая	77
		2			10								
8	Город Завод Черной металлургии Насосная станция	1	0,92	48	10	+3	Система	2000	Воздушная линия	17	110	Ответственная	78
		1			10								
		1			10								
9	Насосная станция Автомобильный завод Элеватор	1	0,97	49	10	+2	Система	1500	Воздушная линия	18	110	Концевая	79
		1			10								
		2			10								
10	Химический завод Завод Черной металлургии Речной порт	1	0,89	60	10	+1	Система	2800	Воздушная линия	5	110	Ответственная	80
		1			10								
		2			10								

№ варианта	Потребители	Категория потребителей	Коэффициент мощности $\cos \varphi$	Максимальная мощность потребителей P_{\max} , МВт	Напряжение потребителей, кВ	Средняя температура окружающей среды $\theta_{\text{ср}}$, °С	Источник питания	Мощность к. э. S_k системы, МВА	Тип линии от источника	Длина линии, км	Напряжение источника питания, кВ	Тип подстанции	Мощность, расходуемая на собственные нужды подстанции, $S_{\text{сн}}$, кВА
11	Город Завод тяжелого машинно- строения	1	0,87	61	10	+11	Система	2700	Воздушная линия	7	110	Концевая	81
		1			10								
12	Речной порт Завод черной металлургии	2	0,88	62	10	+12	Система	2900	Воздушная линия	9	110	Ответственная	82
		1			10								
13	Город Автомобильный завод	1	0,86	63	10	+13	Система	3100	Воздушная линия	10	110	Концевая	83
		2			10								
14	Речной порт Элеватор Завод тяжелого машинно- строения	2	0,85	64	10	+14	Система	3200	Воздушная линия	16	110	Ответственная	84
		1			10								
15	Город Завод Химический	1	0,82	65	10	+15	Система	2600	Воздушная линия	14	110	Концевая	72
		2			10								

№ варианта	Потребители	Категория потребителей	Коэффициент мощности $\cos \varphi$	Максимальная мощность потребителей P_{\max} , МВт	Напряжение потребителей, кВ	Средняя температура окружающей среды $\theta_{\text{ср}}$, °С	Источник питания	Мощность к. з. $S_{\text{к.з}}$ системы, МВА	Тип линии от источника	Длина линии, км	Напряжение источника питания, кВ	Тип подстанции	Мощность, расходуемая на собственные нужды подстанции, $S_{\text{стп}}$, кВА
16	Автомобильный завод	1	0,93	66	10	+16	Система	3190	Воздушная линия	7	110	Ответственная	75
	Химический завод	1			10								
	Насосная станция	1			10								
17	Завод тяжелого машиностроения Химический завод	1	0,95	67	10	+2	Система	2785	Воздушная линия	8	110	Концевая	71
	Элеватор	2			10								
18	Речной порт	2	0,81	68	10	+3	Система	2225	Воздушная линия	9	110	Ответственная	65
	Элеватор	2			10								
	Завод черной металлургии	1			10								
19	Железнодорожная станция	1	0,88	69	10	+4	Система	2156	Воздушная линия	10	110	Концевая	62
	Элеватор	2			10								
	Завод черной металлургии	1			10								
20	Город	1	0,95	70	10	+5	Система	1750	Воздушная линия	12	110	Ответственная	74
	Строительный завод	1			10								
21	Насосная станция	1	0,83	71	10	+6	Система	1678	Воздушная линия	10	110	Концевая	65
	Речной порт	2			10								
	Автомобильный завод	1			10								

№ варианта	Потребители	Категория потребителей	Коэффициент мощности $\cos \varphi$	Максимальная мощность потребителей P_{\max} , МВт	Напряжение потребителей, кВ	Средняя температура окружающей среды $\theta_{\text{ср}}$, °С	Источник питания	Мощность к. з. S_k системы, МВА	Тип линии от источника	Длина линии, км	Напряжение источника питания, кВ	Тип подстанции	Мощность, расходуемая на собственные нужды подстанции, $S_{\text{стп}}$ кВА
22	Насосная станция Элеватор Завод черной металлургии	1	0,81	72	10	+7	Система	2350	Воздушная линия	17	110	Ответственная	66
		2			10								
		1			10								
23	Город Железнодорожная станция Строительный завод	1	0,91	73	10	+8	Система	1780	Воздушная линия	18	110	Концевая	67
		1			10								
		1			10								
24	Город Аэропорт Автомобильный завод	1	0,92	74	10	+9	Система	2470	Воздушная линия	10	110	Ответственная	68
		1			10								
		1			10								
25	Элеватор Строительный завод Город	2	0,87	59	10	+10	Система	3120	Воздушная линия	11	110	Концевая	69
		1			10								
		1			10								
26	Завод тяжелого машиностроения Автомобильный завод Элеватор	1	0,84	58	10	+11	Система	2570	Воздушная линия	12	110	Ответственная	70
		1			10								
		2			10								

№ варианта	Потребители	Категория потребителей	Коэффициент мощности $\cos \varphi$	Максимальная мощность потребителей P_{max} , МВт	Напряжение потребителей, кВ	Средняя температура окружающей среды $\theta_{ср}$, °С	Источник питания	Мощность к. э. S_k системы, МВА	Тип линии от источника	Длина линии, км	Напряжение источника питания, кВ	Тип подстанции	Мощность, расходуемая на собственные нужды подстанции, $S_{стп}$ кВА
27	Город Элеватор Завод тяжелого машинно- строения	1	0,92	75	10	+12	Система	2670	Воздушная линия	13	110	Концевая	71
		2			10								
		1			10								
28	Строитель- ный завод Химический завод Элеватор	1	0,89	76	10	+15	Система	3250	Воздушная линия	15	110	Ответвительная	76
		1			10								
		2			10								

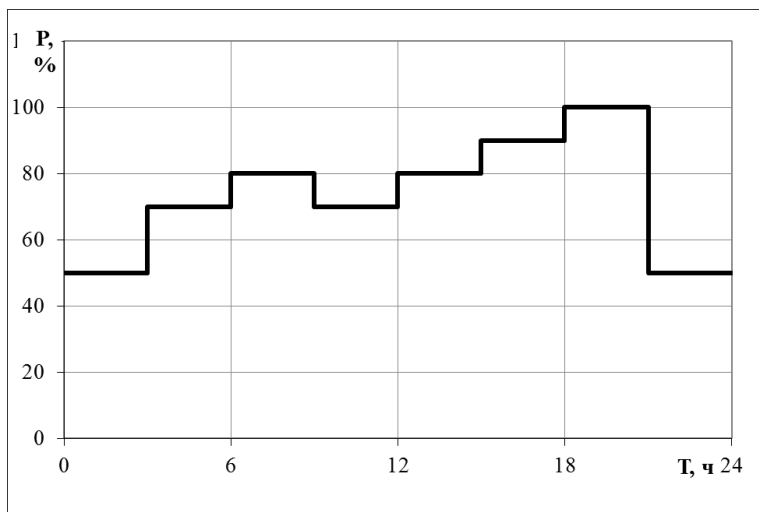


Рис. Б.1. Суточный график нагрузки потребителей 1

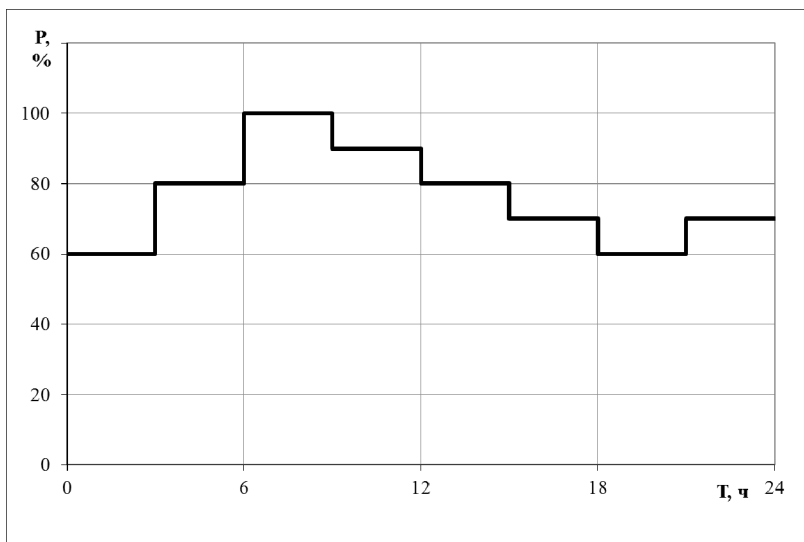


Рис. Б.2. Суточный график нагрузки потребителей 2

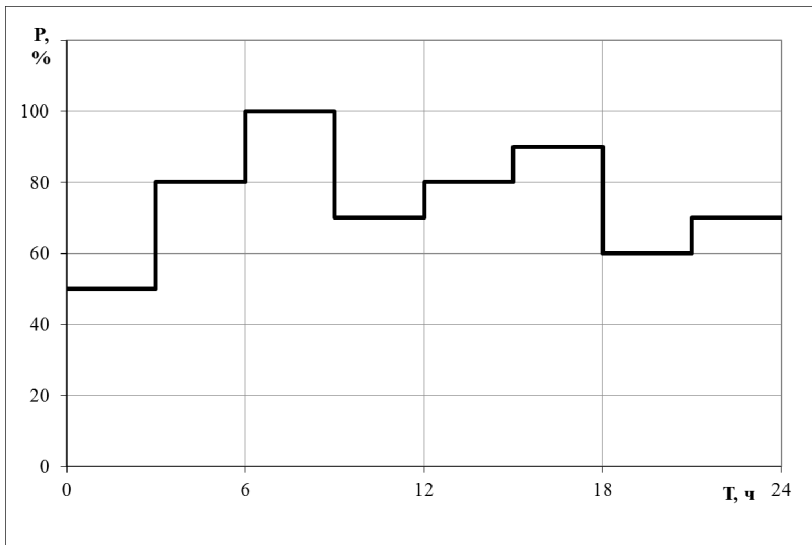


Рис. Б.3. Суточный график нагрузки потребителей 3

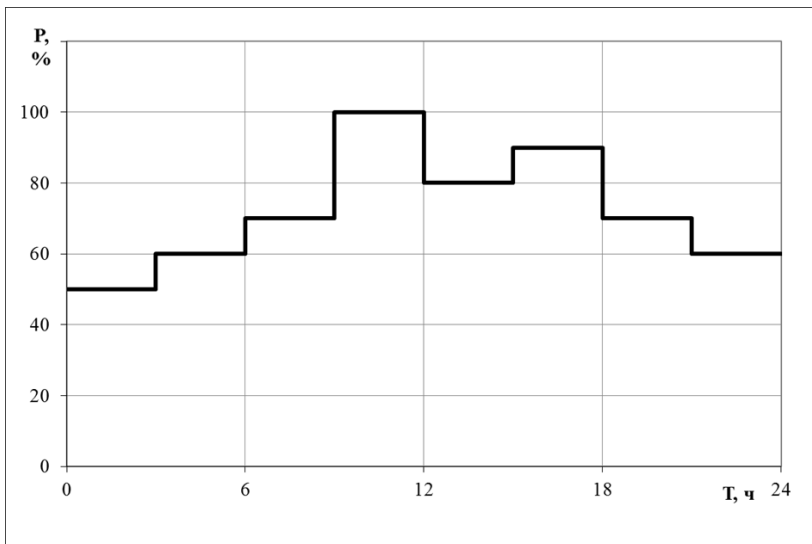


Рис. Б.4. Суточный график нагрузки потребителей 4

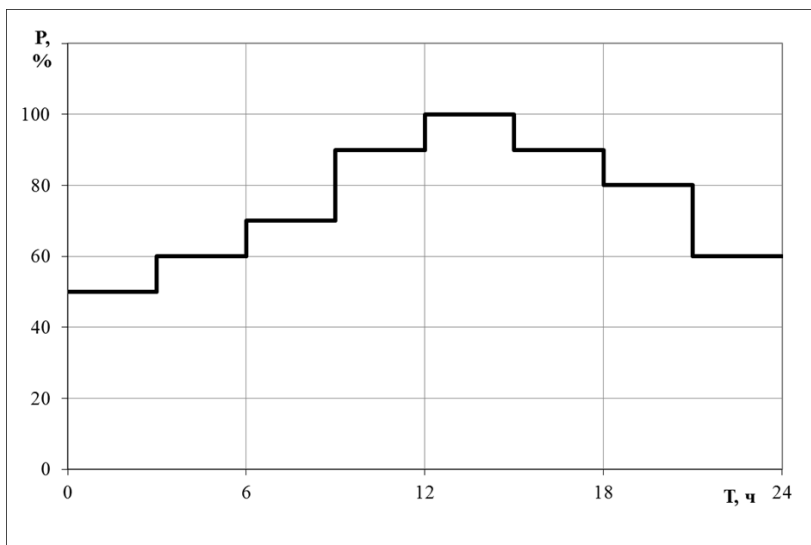


Рис. Б.5. Суточный график нагрузки потребителей 5

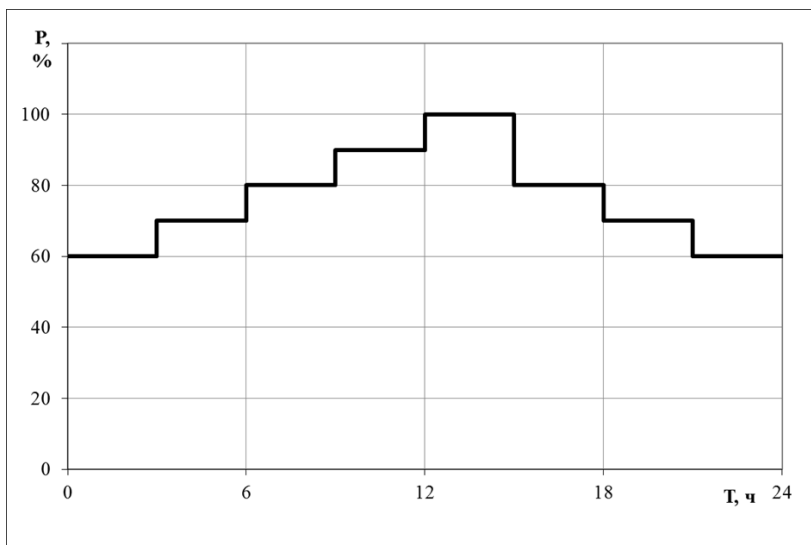


Рис. Б.6. Суточный график нагрузки потребителей 6

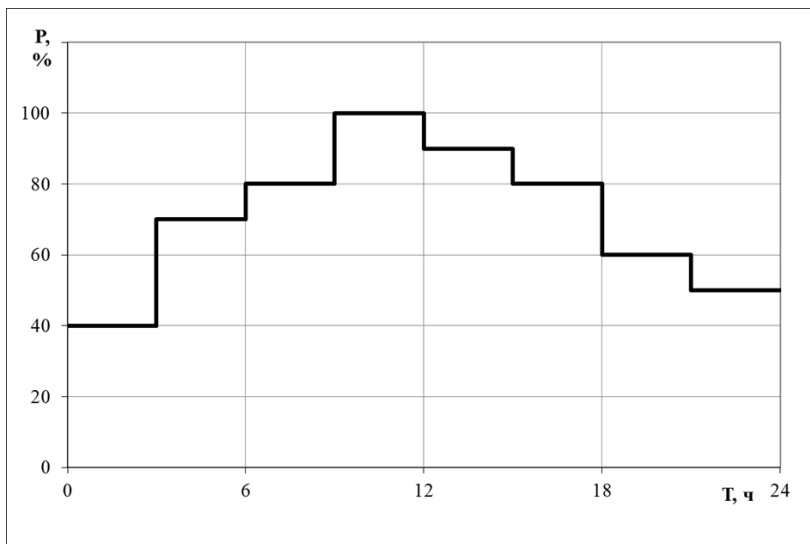


Рис. Б.7. Суточный график нагрузки потребителей 7

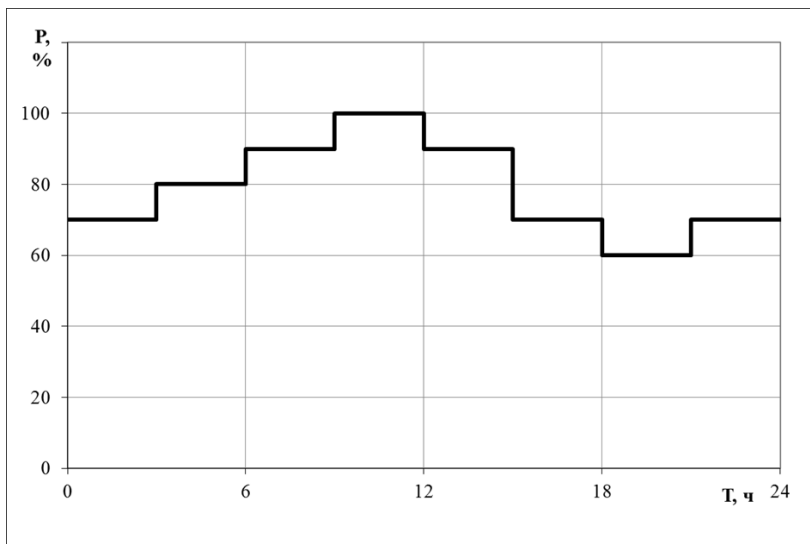


Рис. Б.8. Суточный график нагрузки потребителей 8

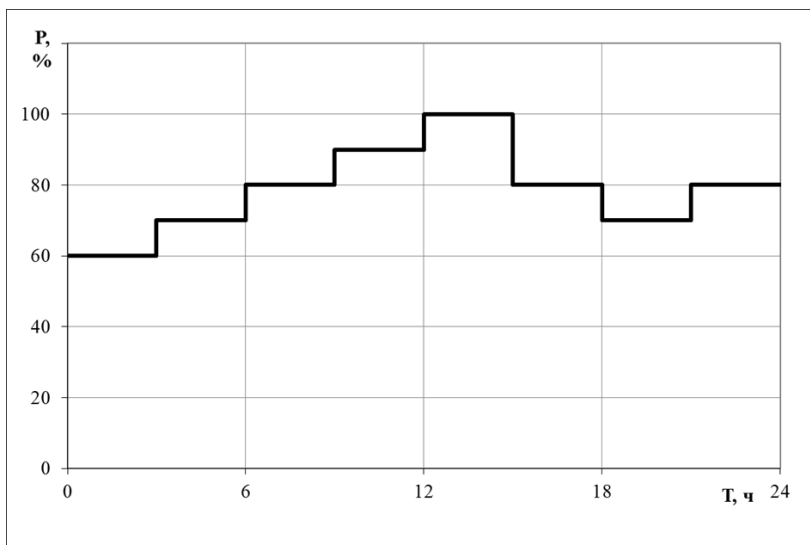


Рис. Б.9. Суточный график нагрузки потребителей 9

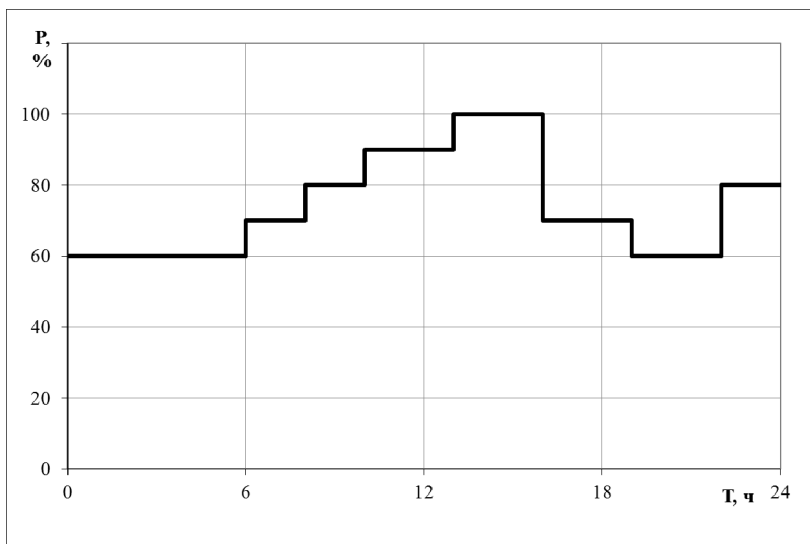


Рис. Б.10. Суточный график нагрузки потребителей 10

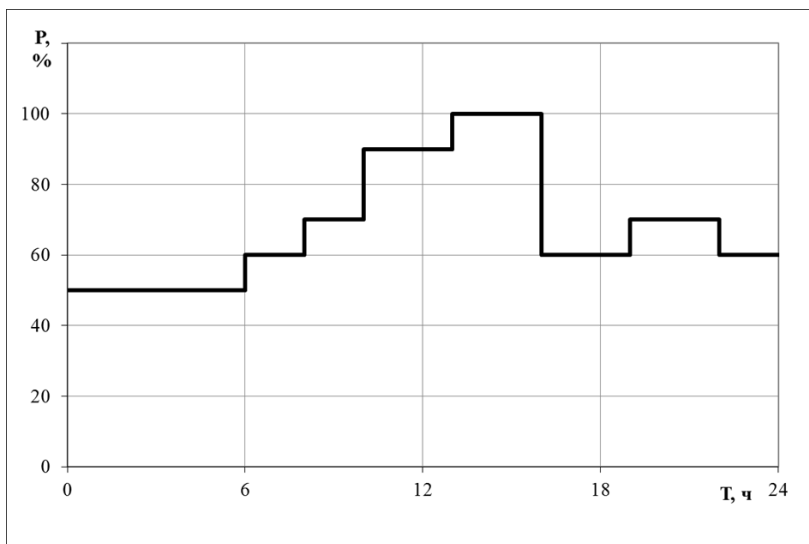


Рис. Б.11. Суточный график нагрузки потребителей 11

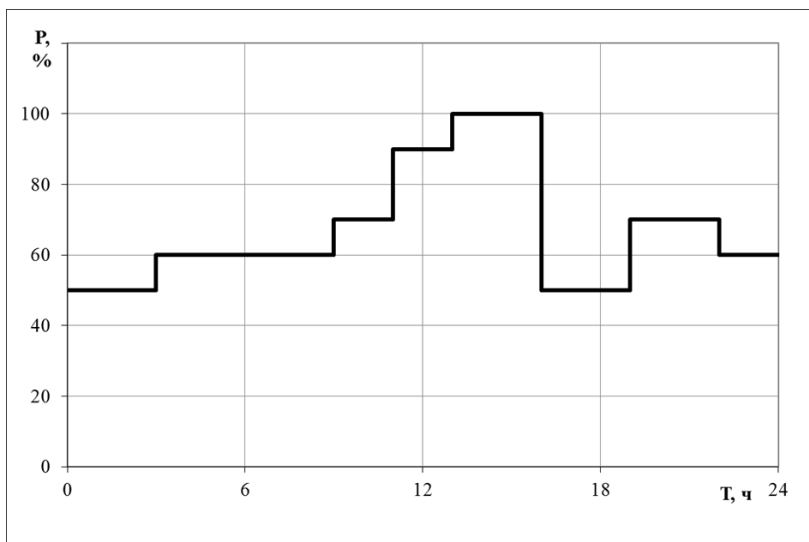


Рис. Б.12. Суточный график нагрузки потребителей 12

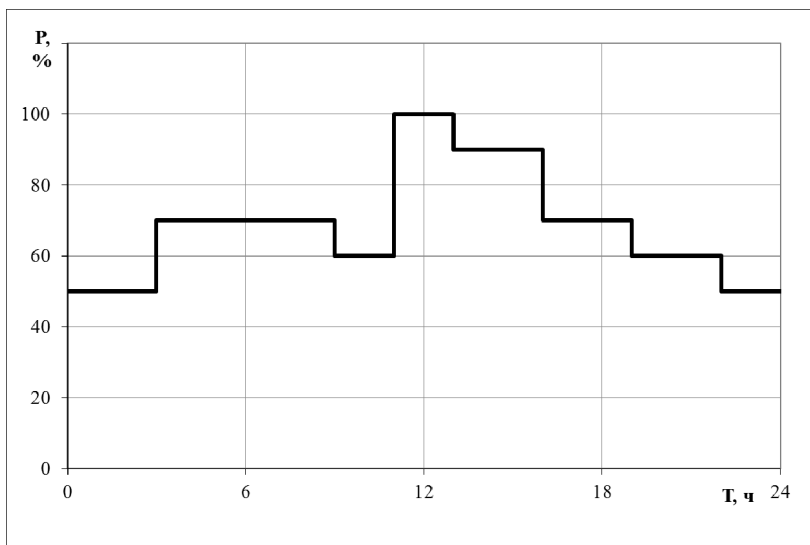


Рис. Б.13. Суточный график нагрузки потребителей 13

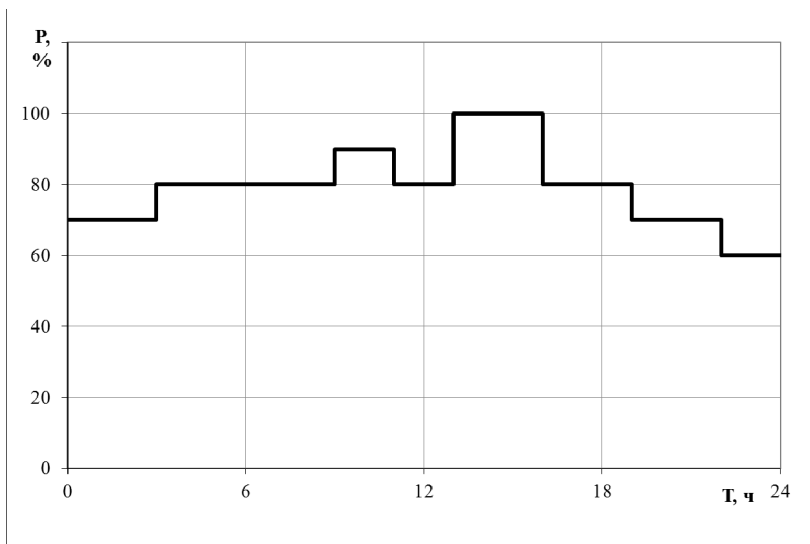


Рис. Б.14. Суточный график нагрузки потребителей 14

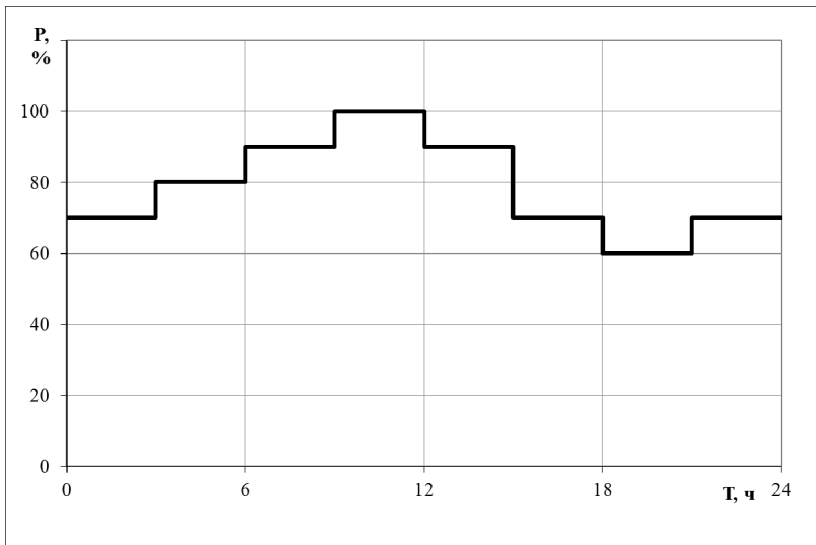


Рис. Б.15. Суточный график нагрузки потребителей 15

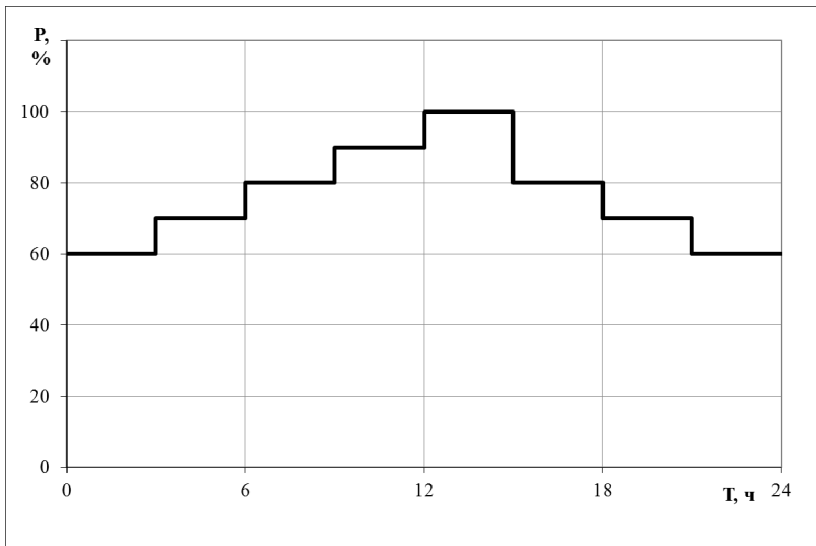


Рис. Б.16. Суточный график нагрузки потребителей 16

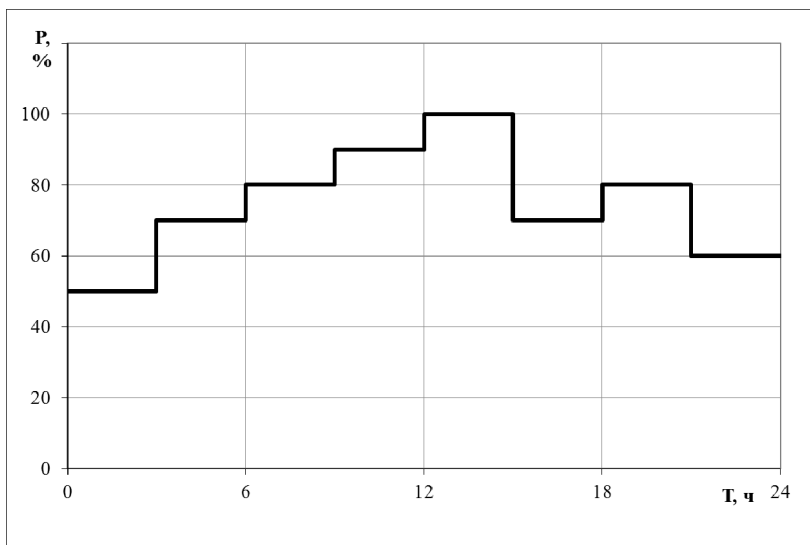


Рис. Б.17. Суточный график нагрузки потребителей 17

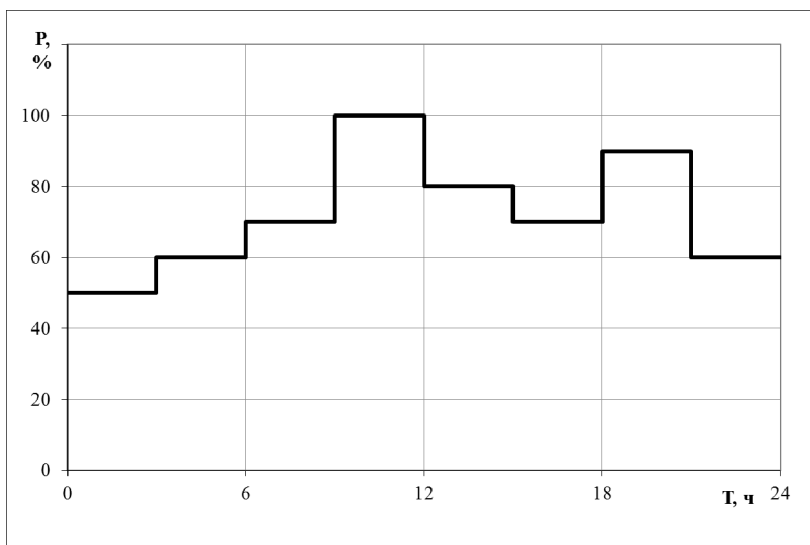


Рис. Б.18. Суточный график нагрузки потребителей 18

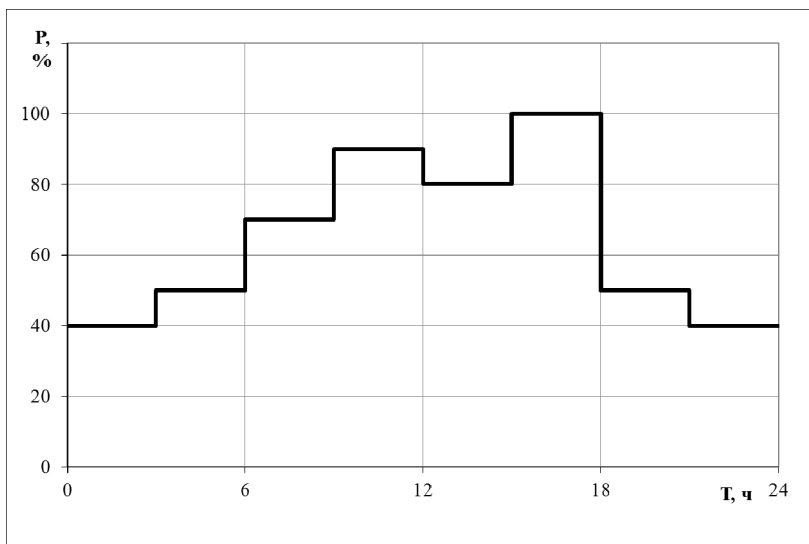


Рис. Б.19. Суточный график нагрузки потребителей 19

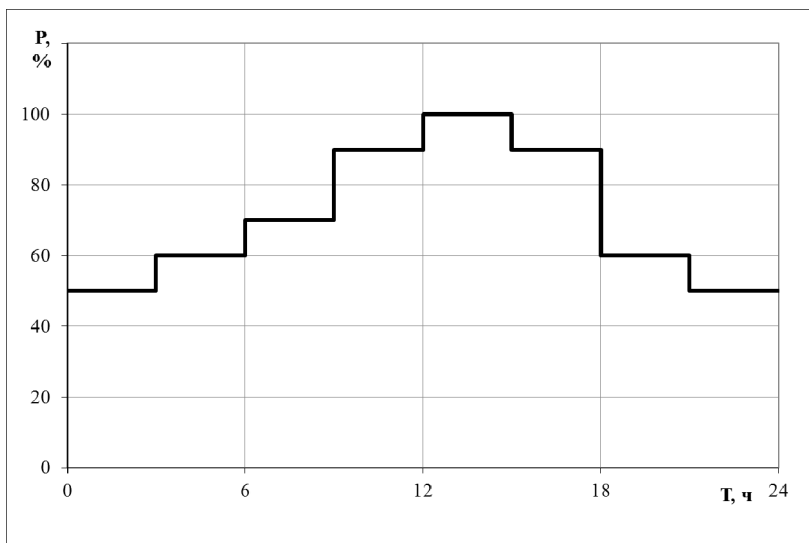


Рис. Б.20. Суточный график нагрузки потребителей 20

