

Министерство образования Республики Беларусь

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

Кафедра «Электроснабжение»

ЭЛЕКТРИЧЕСКИЕ СТАНЦИИ И ПОДСТАНЦИИ ПРОМЫШЛЕННЫХ ПРЕДПРИЯТИЙ

ПРАКТИКУМ

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

Гомель 2009

УДК 621.311(075.8)
ББК 31.2776я73
Э45

*Рекомендовано научно-методическим советом
энергетического факультета ГГТУ им. П. О. Сухого
(протокол № 1 от 22.09.2008 г.)*

Составители: *Г. И. Селиверстов, С. Г. Жуковец*

Рецензент: канд. техн. наук, доц. каф. «Электроснабжение» ГГТУ им. П. О. Сухого
Ю. А. Рудченко

Э45 **Электрические** станции и подстанции промышленных предприятий : практикум по курсу «Электрические станции и подстанции промышленных предприятий» для студентов специальности 1-43 01 07 «Техническая эксплуатация энергооборудования организаций» днев. формы обучения / сост.: Г. И. Селиверстов, С. Г. Жуковец. – Гомель : ГГТУ им. П. О. Сухого, 2009. – 45 с. – Систем. требования: PC не ниже Intel Celeron 300 МГц ; 32 Mb RAM ; свободное место на HDD 16 Mb ; Windows 98 и выше ; Adobe Acrobat Reader. – Режим доступа: <http://lib.gstu.local>. – Загл. с титул. экрана.

Содержит краткие теоретические сведения, руководящие указания и формулы для выбора основного оборудования подстанций, примеры решения задач по 9 темам курса и задания для самостоятельного решения.

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

УДК 621.311(075.8)
ББК 31.2776я73

© Селиверстов Г. И., Жуковец С. Г., составление, 2009

© Учреждение образования «Гомельский государственный технический университет имени П. О. Сухого», 2009

ПРЕДИСЛОВИЕ

Целью методических указаний является закрепление теоретических знаний и приобретение практических навыков по решению задач по дисциплине «Электрические станции и подстанции промышленных предприятий», а также приобретение опыта в использовании справочной литературы, руководящих указаний и нормативных материалов.

Каждая тема практических занятий, рассматриваемая в данных методических указаниях, будет изучена на примере электрической схемы, приведенной на рисунке 1. Выбираемое в примерах силовое электрооборудование обозначено на схеме.

Схема, приведенная на рисунке 2, относится ко 2 разделу данного практикума и предназначена для технико-экономического сравнения вариантов электрических схем.

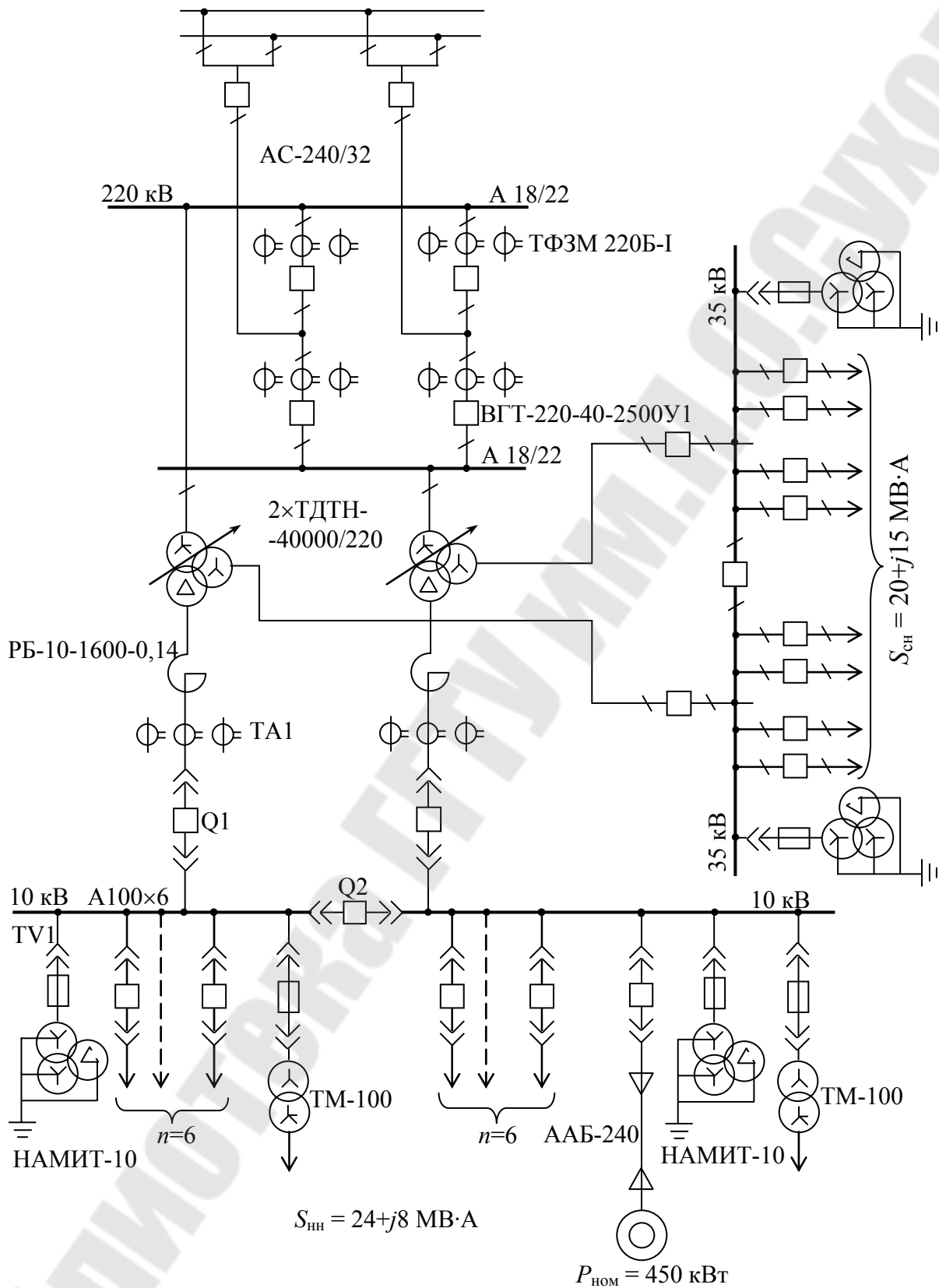


Рисунок 1. Схема двухтрансформаторной подстанции 220/35/10

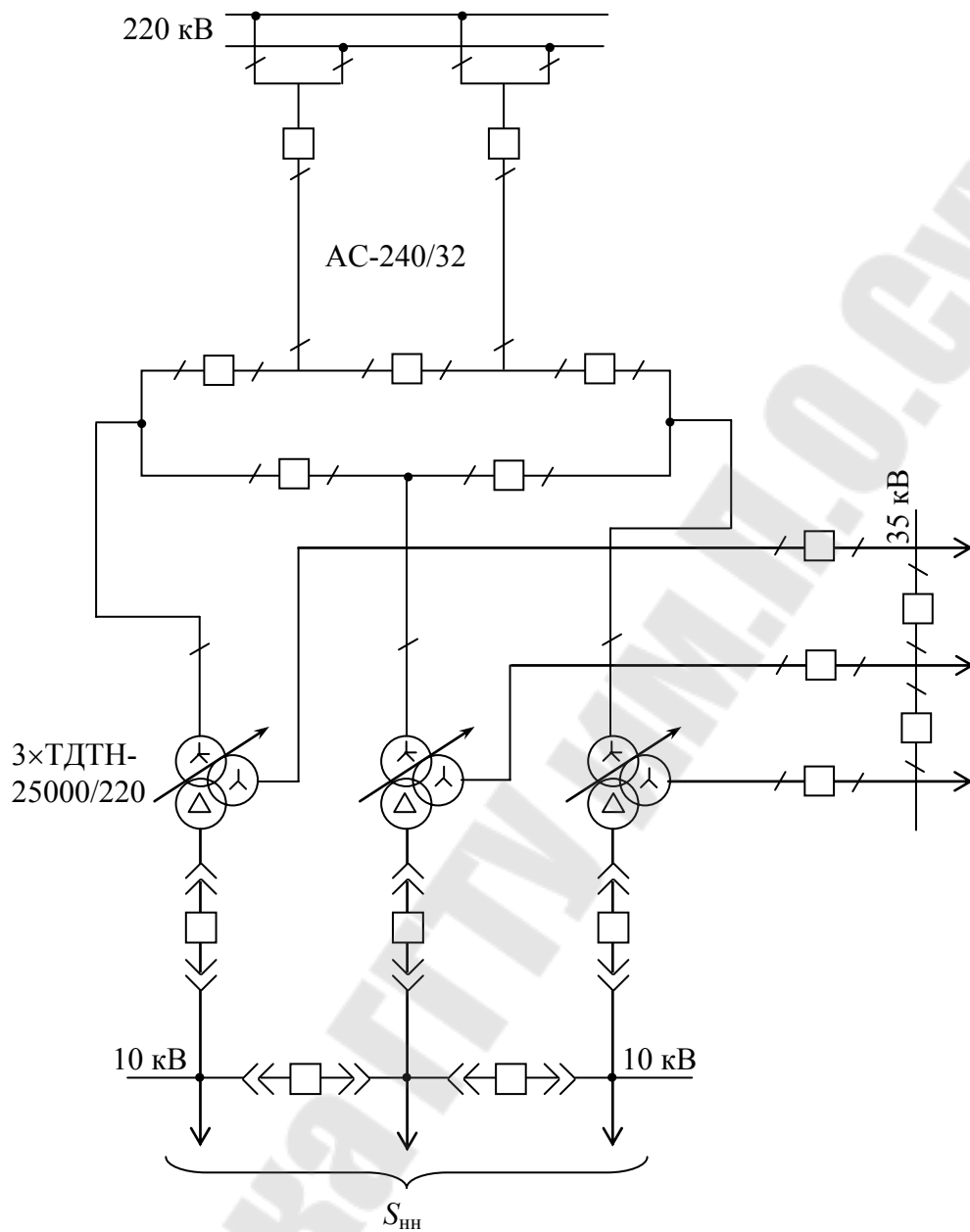


Рисунок 2. Схема подстанции 220/35/10 с установкой трех трансформаторов

1. ВЫБОР ОСНОВНОГО ОБОРУДОВАНИЯ НА ПОДСТАНЦИЯХ

1.1. Общие положения

Основным силовым оборудованием на подстанциях являются трансформаторы. Трансформаторы бывают трехфазные и однофазные, двухобмоточные и трехобмоточные, а также с расщепленными обмотками вторичного напряжения. По роду изоляции и охлаждения трансформаторы подразделяются на масляные, с негорючим заполнением (совтоловые) и сухие. На крупных узловых распределительных подстанциях при наличии трансформации энергии следует, как правило, применять автотрансформаторы 330/110, 220/110 кВ в зависимости от напряжения питающих и отходящих линий. Применение автотрансформаторов вместо понижающих трансформаторов может дать существенные экономические преимущества без понижения общей надежности системы электроснабжения.

Типы и исполнения трансформаторов выбираются в зависимости от условий их установки, температуры, состояния окружающей среды и т. п. Для наружной установки наиболее экономичны и надежны масляные трансформаторы. В загрязненных зонах предприятий при наружной установке применяются трансформаторы с усиленной изоляцией вводов. Для внутренней установки также преимущественно применяются масляные трансформаторы. Сухие трансформаторы имеют ограниченную область применения, так как они дороже масляных. Их целесообразно применять главным образом при небольшой мощности в диапазоне от 10 до 160...400 кВ·А и более 630...1000 кВ·А при первичном напряжении не выше 10 кВ.

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

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

Номинальную мощность трансформаторов определяем по условию

$$S_{\text{ном.тр.}} \geq \frac{S_p}{n \cdot k_3}, \quad (1.1)$$

где S_p – нагрузка потребителей;

n – количество трансформаторов;
 k_3 – коэффициент загрузки трансформаторов. Для двух трансформаторной подстанции $k_3 = 0,65 \dots 0,8$.

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

$$S_p \leq S_{\text{ном.тр}} \cdot k_{\text{пав}}, \quad (1.2)$$

где $k_{\text{пав}} = 1,4$ – коэффициент аварийной перегрузки трансформаторов. Такая перегрузка допускается в течении 5 суток при условии, что коэффициент предшествующей нагрузки k_3 не более 0,93 и длительность перегрузки не более 6 ч.

Пример 1.1

Выбрать число и мощность трансформаторов ГПП для схемы, приведенной на рисунке 1, если известно, что расчетная нагрузка потребителей составляет на средней стороне $S_{\text{рсн}} = 20 + j15$ МВ·А, на низкой стороне $S_{\text{рнн}} = 24 + j8$ МВ·А. Напряжение подстанции 220/35/10кВ.

Решение

Номинальную мощность трансформаторов определяем по условию

$$S_{\text{ном.тр}} \geq \frac{S_{\text{ВН}}}{n \cdot k_3},$$

$$S_{\text{ВН}} = P_{\text{ВН}} + jQ_{\text{ВН}} = S_{\text{рсн}} + S_{\text{рнн}} = (20 + 24) + j(15 + 8) = 44 + j23.$$

Рассматриваем два варианта схем с двумя и тремя трансформаторами:

1 вариант:

$$S_{\text{ном.тр}} \geq \frac{\sqrt{44^2 + 23^2}}{2 \cdot 0,7} = 35,5 \text{ МВ} \cdot \text{А}.$$

Принимаем к установке два трансформатора типа ТДТН – 40000/220 [1, табл. 3.8];

2 вариант:

$$S_{\text{ном.тр}} \geq \frac{\sqrt{44^2 + 23^2}}{3 \cdot 0,7} = 23,6 \text{ МВ} \cdot \text{А}.$$

Принимаем к установке три трансформатора типа ТДТН – 25000/220 [1, табл. 3.8].

Определим коэффициент загрузки трансформаторов:

1 вариант:

$$k_3 = \frac{S_{\text{ВН}}}{n \cdot S_{\text{НОМ.ТР}}} = \frac{\sqrt{44^2 + 23^2}}{2 \cdot 40} = 0,62;$$

2 вариант:

$$k_3 = \frac{\sqrt{44^2 + 23^2}}{3 \cdot 25} = 0,67.$$

Задание для закрепления материала

Для ГПП машиностроительного завода выбрать количество и мощность силовых трансформаторов. Исходные данные приведены в таблице 1.1:

Таблица 1.1.

Нагрузка предприятия, МВА	Напряжение высокой стороны U_1 , кВ	Напряжение средней стороны U_2 , кВ	Напряжение низкой стороны U_3 , кВ	Нагрузка 1 и 2 категорий соответственно, %	Нагрузка $S_{\text{рси}}$, $S_{\text{рнн}}$ соответственно, %
$120 + j47$	110	35	10,5	30/20	70/80

2. ВЫБОР И ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКОЕ ОБОСНОВАНИЕ ГЛАВНЫХ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СХЕМ РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНЫХ УСТРОЙСТВ (РУ) НА ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СТАНЦИЯХ И ПОДСТАНЦИЯХ

2.1. Выбор принципиальной схемы РУ

Как правило, распределительные устройства (РУ) напряжением 35 кВ и выше выполняются открытыми (ОРУ). Для РУ напряжением 10 кВ выбираем комплектные распределительные устройства (КРУ). Эти КРУ состоят из закрытых шкафов, с встроенными в них аппаратами, измерительными и защитными приборами. Для РУ напряжением 35 кВ и выше в зависимости от числа цепей и ответвлений применяются следующие схемы электрических соединений: блок трансформатор-линия (с выключателем или без него, с разъединителем, мостик, одна секционированная система сборных шин). Варианты схем приведены [2, 3].

При разработке главной схемы соединений подстанции рассматриваются два варианта, отличающиеся составом или схемами подключения основного оборудования, схемами РУ и т.д. На основании технико-экономического сопоставления вариантов определяем оптимальное решение, причем основное внимание уделяется методике их выполнения.

Для схемы, приведенной на рисунке 1, на стороне ВН (220 кВ) принимаем схему четырехугольника (две линии и два трансформатора) [2, стр. 92], [3, табл. 4.6], на стороне 35 кВ и 10 кВ одна рабочая секционированная система шин [2, стр. 86], [3, табл. 4.6].

Для второго варианта, приведенного на рисунке 2 на стороне ВН принимаем схему кольца, на стороне 35 кВ и 10 кВ – одна рабочая секционированная система шин [2, стр. 86], [3, табл. 4.6].

2.2. Технико-экономическое сравнение вариантов

Для окончательного выбора варианта необходимо сравнить две схемы (рисунки 1 и 2). Так как схемы РУ СН и НН одинаковые, то ТЭР произведем для трансформаторов и схем РУ ВН. Проведем сравнение по методу приведенных затрат Z , тыс.у.е./год, которые определяются из выражения [4, стр. 20]:

$$Z = p_{\text{H}} \cdot K + И, \quad (2.1)$$

где p_n – нормативный коэффициент эффективности, 1/год, принимаемый в расчетах 0,12;

K – капиталовложения, тыс. у.е.;

I – годовые издержки, тыс. у.е/год;

Капиталовложения определяются по упрощенным показателям стоимости оборудования и аппаратов [1, табл. 10.25...10.40]. При этом не учитываем стоимость одинакового оборудования. Результаты расчетов капиталовложений приводятся в табл. 2.1.

Таблица 2.1

Капиталовложения в подстанцию

Оборудование	Стоимость единицы, тыс.у.е	1-ый вариант		2-ый вариант	
		Количество единиц, шт.	Общая стоимость, тыс.у.е	Количество единиц, шт.	Общая стоимость, тыс.у.е
ТДТН-40000/220/35/10	130	2	360		
Выключатели 220 кВ	92	-	-		
Итого по 1 варианту			360		
ТДТН-25000-220/35/10	115			3	345
Выключатели 220 кВ	92			1	92
Итого по 2 варианту					437

Годовые эксплуатационные издержки складываются из трех составляющих:

$$I = I_a + I_o + I_{\Delta W}, \quad (2.2)$$

где I_a – амортизационные отчисления:

$$I_a = a \cdot K; \quad (2.3)$$

где a – норма амортизационных отчислений, для силового оборудования равна 6,4%;

I_o – издержки на обслуживание электроустановки:

$$I_o = b \cdot K, \quad (2.4)$$

где b – норма отчислений на обслуживание, равна 2 %;

$I_{\Delta W}$ – издержки, обусловленные потерями энергии в проектируемой установке:

$$I_{\Delta W} = \beta \cdot \Delta W, \quad (2.5)$$

где β – удельные затраты на возмещение потерь, принимаются равными $0,8 \cdot 10^{-2}$ у.е/кВт·ч;

ΔW_9 – потери электроэнергии, кВт·ч/год :

$$\Delta W_9 = n \cdot \Delta P_{XX} \cdot 8760 + n \cdot k_3^2 \cdot \Delta P_{кз} \cdot \tau_{пот}$$

где ΔP_{XX} – потери холостого хода, кВт;

$$k_3 = \frac{S_{ВН}}{n \cdot S_{ном.тр.}} \text{ – коэффициент загрузки трансформаторов;}$$

$\Delta P_{кз}$ – потери короткого замыкания кВт;

$\tau_{пот}$ – время максимальных потерь, ч,

$$\tau_{пот} = (0,124 + T_{max} \cdot 10^{-4})^2 \cdot 8760, \quad (2.6)$$

где T_{max} – продолжительность использования максимальной нагрузки, $T_{max} = 4700$ ч.

Пример 2.1

Произвести технико-экономическое сравнение вариантов двух электрических схем РУ, выбранных в разделе 2.1.

Решение:

Определим годовые эксплуатационные издержки для первого варианта:

$$I_a = \frac{6,4}{100} \cdot 360 = 23,04 \text{ тыс.у.е.};$$

$$I_o = \frac{2}{100} \cdot 360 = 7,2 \text{ тыс.у.е.};$$

$$\Delta W_9 = \left(2 \cdot 54 \cdot 8760 + 2 \cdot \left(\frac{50}{2 \cdot 40} \right)^2 \cdot 220 \cdot 3091 \right) \cdot 10^{-3} =$$
$$= 1477,3 \text{ тыс.кВт} \cdot \text{ч/год};$$

$$\tau_{пот} = (0,124 + 4700 \cdot 10^{-4})^2 \cdot 8760 = 3091 \text{ ч};$$

$$I_{\Delta W} = 0,8 \cdot 10^{-2} \cdot 1477,3 \cdot 10^3 = 11,81 \text{ тыс.у.е.}$$

Годовые эксплуатационные издержки по формуле 2.2:

$$I = 23,04 + 7,2 + 11,81 = 42 \text{ тыс.у.е.}$$

Годовые эксплуатационные издержки для второго варианта:

$$I_a = \frac{6,4}{100} \cdot 437 = 27,97 \text{ тыс.у.е.};$$

$$I_o = \frac{2}{100} \cdot 437 = 8,74 \text{ тыс.у.е.};$$

$$\Delta W_3 = \left(3 \cdot 45 \cdot 8760 + 3 \cdot \left(\frac{50}{3 \cdot 25} \right)^2 \cdot 130 \cdot 3091 \right) \cdot 10^{-3} =$$

$$= 1718,4 \text{ тыс.кВт} \cdot \text{ч/год};$$

$$I_{\Delta W} = 0,8 \cdot 10^{-2} \cdot 1718,4 \cdot 10^3 = 13,74 \text{ тыс.у.е};$$

$$I = 27,97 + 8,74 + 13,74 = 50,45 \text{ тыс.у.е}.$$

Приведенные затраты:

$$Z_{\text{вариант}} = p_H \cdot K + I = 0,12 \cdot 360 + 42 = 85,2 \text{ тыс.у.е/год};$$

$$Z_{\text{вариант}} = p_H \cdot K + I = 0,12 \cdot 437 + 50,45 = 102,9 \text{ тыс.у.е/год}.$$

Исходя из минимума приведенных затрат, более экономичным является первый вариант, с установкой двух трансформаторов типа ТДТН 40000/220.

Задание для закрепления материала

Выбрать количество и мощность силовых трансформаторов на ГПП сравнением вариантов по технико-экономическим показателям. Исходные данные приведены в таблице 2.1:

Таблица 2.1

Нагрузка предприятия, МВА	Напряжение высокой стороны U_1 , кВ	Напряжение средней стороны U_2 , кВ	Напряжение низкой стороны U_3 , кВ	Число часов использования максимальной нагрузки T_m , ч
$S_{CH} = 160 + j82$ $S_{HH} = 63 + j30$	220	110	35	5000

3. ВЫБОР СЕЧЕНИЯ ВОЗДУШНОЙ ЛИНИИ (ВЛ) И РАСЧЕТ РЕЖИМОВ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ СЕТИ

3.1. Выбор сечения воздушной линии

Выбор сечения проводников ВЛ производится по экономической плотности тока:

Сечение проводника определяется по формуле:

$$F_{\text{расч}} = \frac{I_{\text{норм}}}{j_{\text{эк}}}, \quad (3.1)$$

где $I_{\text{норм}}$ – длительный рабочий ток нормального режима (без перегрузок), А;

$j_{\text{эк}}$ – нормированная экономическая плотность тока, А/мм² [5, табл. 3.1].

Сечение, найденное по табл. 3.1, округляется. При этом принимается ближайшее меньшее сечение, если оно не отличается от расчётного значения больше чем на 15 %.

Выбранные по экономической плотности тока проводники проверяются:

– по длительно допустимому току из условий нагрева

$$I_{\text{раб.мах}} \leq I_{\text{доп}}, \quad (3.2)$$

где $I_{\text{раб.мах}}$ – максимальный рабочий ток;

$I_{\text{доп}}$ – длительно допустимый ток выбранного проводника.

– по длительно допустимому току для послеаварийного режима

$$I_{\text{п.ав}} \leq I_{\text{доп}}; \quad (3.3)$$

– по короне.

3.2. Расчет режимов электрической сети

При расчёте режимов электрической сети определяют напряжения во всех узлах сети, в результате чего могут быть сделаны выводы о возможности работы потребителей с полученными напряжениями.

Для расчета используем следующие формулы:

$$S'_n = S_{n-1} + \Delta S_i, \quad (3.4)$$

где S_{n-1} – мощность конца участка;

ΔS_i – потери мощности на рассматриваемом участке.

$$\Delta S_i = \frac{S_i^2}{U_{\text{НОМ}}^2} \cdot (R_i + jX_i) = \frac{P_i^2 + Q_i^2}{U_{\text{НОМ}}^2} \cdot Z_i, \quad (3.5)$$

где R_i , X_i – сопротивления линии на рассматриваемом участке.

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

$$U_{n-1} = U_n - \Delta U_n, \quad (3.6)$$

где U_n – напряжение в начале участка рассматриваемой сети;

ΔU_n – продольная составляющая падения напряжения:

$$\Delta U_n = \frac{P_n \cdot R_i + Q_n \cdot X_i}{U_n}. \quad (3.7)$$

Пример 3.1

На подстанции (рис. 1) установлено два трансформатора типа ТДТН 40000/220 с номинальными напряжениями обмоток 230/38,5/11 кВ. Сопротивление обмоток: $Z_{30} = 3,6 + j165$ Ом; $Z_{04} = 3,6 + j0$ Ом; $Z_{05} = 3,6 + j125$ Ом [6, табл. 1.7]. Потери мощности холостого хода: $\Delta P_x = 54$ кВт, $\Delta Q_x = 440$ квар. К подстанции подходят две линии напряжением 220 кВ, длиной $l = 50$ км каждая. Потери мощности на корону пренебрегаем. Нагрузка на шинах среднего напряжения $S_4 = 20 + j15$ МВА а на шинах низшего напряжения $S_5 = 24 + j8$ МВА. Время использования наибольшей нагрузки 4700 ч.

Решение

1. Схема замещения электрической сети (рис. 1) приведена на рис. 3.1.

Определим ток:

$$I_{\text{норм}} = \frac{S_{\text{расч}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{НОМ}} \cdot n_{\text{л}}},$$

где $S_{\text{расч}}$ – расчетная мощность нагрузки;

$n_{\text{л}}$ – число линий.

$$I_{\text{норм}} = \frac{\sqrt{(20 + 24)^2 + (15 + 8)^2} \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 230 \cdot 2} = 63 \text{ А}.$$

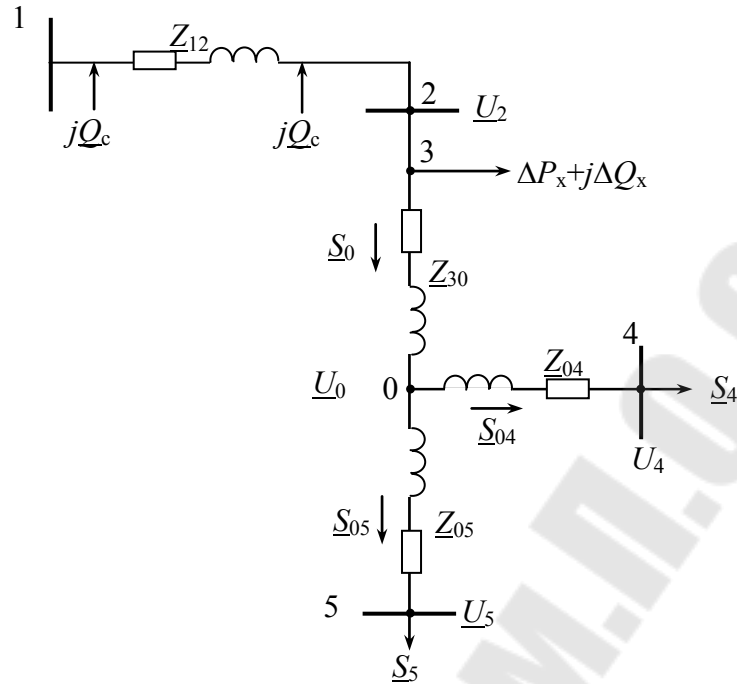


Рис. 3. 1. Схема замещения электрической сети

Выберем сечение воздушной линии по экономической плотности тока:

$j_{\text{эк}} = 1,1 \text{ A/мм}^2$ – экономическая плотность тока для $T_{\text{max}}=4700 \text{ ч}$ [5, табл. 3.1].

$$F_{\text{расч}} = \frac{I_{\text{норм}}}{j_{\text{эк}}} = \frac{63}{1,1} = 57 \text{ мм}^2.$$

Принимаем сечение провода АС–70/11с длительно допустимым током $I_{\text{доп}} = 265 \text{ А}$ [5, прил. табл.1.2].

Выполняем проверку по допустимому току по формуле (3.2):
 $63 \text{ А} \leq 265 \text{ А}$

В послеаварийном режиме:

$$I_{\text{п.ав}} = \frac{S_{\text{расч}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}} \cdot (n-1)},$$

$$I_{\text{п.ав}} = \frac{\sqrt{(20+24)^2 + (15+8)^2} \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 230 \cdot (2-1)} = 125,5 \text{ А};$$

$$125,5 \text{ А} \leq 265 \text{ А}.$$

По условию короны сечение провода для линий напряжением 220 кВ принимается 240 мм^2 .

Следовательно, принимаем к установке воздушную линию сечением АС-240/32 с $I_{\text{доп}} = 605 \text{ А}$.

2. Произведем расчет режимов для электрической сети (рисунок 1), схема замещения которой приведена на рис. 3.1.

Требуется определить расчётную нагрузку подстанции и затем по известному напряжению на шинах высшего напряжения найти напряжения на средней и низкой сторонах подстанции.

По формуле (3.4) находим потери мощности в обмотках среднего и низшего напряжения:

$$\Delta S_{04} = \frac{20^2 + 15^2}{220^2} \cdot (1,4 + j0) = 0,02 + j0 \text{ МВ}\cdot\text{А};$$

$$\Delta S_{05} = \frac{24^2 + 8^2}{220^2} \cdot (2,8 + j195,6) = 0,04 + j2,59 \text{ МВ}\cdot\text{А}.$$

Определяем мощности в начале обмоток среднего и низкого напряжений:

$$\underline{S}_{NI} = \underline{S}_N + \Delta \underline{S}_i, \quad (3.8)$$

$$\underline{S}_{04} = 20 + j15 + 0,02 + j0 = 20,02 + j15 \text{ МВ}\cdot\text{А};$$

$$\underline{S}_{05} = 24 + j8 + 0,04 + j2,59 = 24,04 + j10,59 \text{ МВ}\cdot\text{А};$$

Мощность в конце обмотки высшего напряжения

$$\underline{S}_0 = 20,02 + j15 + 24,04 + j10,59 = 44,06 + j25,59 \text{ МВ}\cdot\text{А}.$$

Потери мощности в обмотке высшего напряжения

$$\Delta S_{30} = \frac{44,06^2 + 25,59^2}{220^2} \cdot (1,4 + j104) = 0,075 + j5,58 \text{ МВ}\cdot\text{А}.$$

Мощность в начале обмотки высшего напряжения по формуле (3.4)

$$\underline{S}_{30} = 44,06 + j25,59 + 0,075 + j5,58 = 44,14 + j31,17 \text{ МВ}\cdot\text{А}.$$

Учтём потери холостого хода

$$\underline{S}_{23} = \underline{S}_{30} + \Delta P_x + jQ_x = 44,14 + j31,17 + 0,054 + j0,44 =$$

$$= 44,19 + j31,6 \text{ МВ}\cdot\text{А}.$$

Найдём зарядную мощность одной линии, подключаемую к данной подстанции:

$$\underline{Q}_c = U_{\text{ном}}^2 \cdot \frac{b_0 \cdot l}{2}, \quad (3.9)$$

где b_0 – удельная реактивная проводимость, зависящая от сечения линии и напряжения, примем $b_0 = 2,6 \cdot 10^{-6}$ См/км [5, табл.1.2]:

$$\underline{Q}_c = 220^2 \cdot \frac{2,6 \cdot 10^{-6} \cdot 50}{2} = 3,146 \text{ Мвар.}$$

Определяем расчётную нагрузку подстанции:

$$\underline{S}_p = 44,19 + j31,6 - j3,146 \cdot 2 = 44,19 + j25,31 \text{ МВА.}$$

По условию нам задано напряжение на шинах подстанции, равное $U_2 = 230$ кВ, тогда по формулам (3.6) и (3.7) напряжение в нулевой точке трансформатора равно:

$$\begin{aligned} U_0 &= U_2 - \Delta U_2 = U_2 - \frac{P_{30} \cdot R_2 + Q_{30} \cdot X_2}{U_2} - j \frac{P_{30} \cdot X_2 - Q_{30} \cdot R_2}{U_2}, \\ \underline{U}_0 &= 230 - \frac{44,14 \cdot 3,6 + 31,17 \cdot 165}{230} - j \frac{44,14 \cdot 165 - 31,17 \cdot 3,6}{230} = \\ &= 230 - 23,05 - j31,18; \\ U_0 &= \sqrt{(U_2 - \Delta U_2)^2 + jU_2^2}; \\ U_0 &= \sqrt{(230 - 23,05)^2 + 31,18^2} = 209 \text{ кВ.} \end{aligned} \quad (3.10)$$

Аналогично находим напряжения на шинах среднего и низкого напряжений, приведенные к высокой стороне:

$$\begin{aligned} \underline{U}'_4 &= 209 - \frac{20,02 \cdot 3,6 + 15 \cdot 0}{209} - j \frac{20,02 \cdot 0 - 15 \cdot 3,6}{214} = \\ &= 209 - 0,34 - j0,25; \\ U'_4 &= \sqrt{(214 - 0,34)^2 + 0,25^2} = 214 \text{ кВ}; \\ \underline{U}'_5 &= 209 - \frac{24,04 \cdot 3,6 + 10,59 \cdot 125}{209} - j \frac{24,04 \cdot 125 - 10,59 \cdot 3,6}{209} = \\ &= 209 - 6,75 - j14,2; \\ U'_5 &= \sqrt{(209 - 6,75)^2 + 14,2^2} = 203 \text{ кВ.} \end{aligned}$$

По формуле (3.11) найдём фактические напряжения на шинах среднего и низкого напряжений с учётом коэффициента трансформации:

$$U_N = \frac{U'_N}{k_{тр}}; \quad (3.11)$$

$$U_4 = \frac{U_4'}{k_{\text{тр}}} = \frac{214}{\frac{230}{38,5}} = 36 \text{ кВ};$$

$$U_5 = \frac{U_5'}{k_{\text{тр}}} = \frac{203}{\frac{230}{11}} = 9,67 \text{ кВ}.$$

Задание для закрепления материала

От понижающей подстанции с трансформаторами типа ТРДН-63000/115 и номинальными напряжениями обмоток низшего напряжения $U_{\text{нн1}} = U_{\text{нн2}} = 10,5 \text{ кВ}$ при отдельной их работе питаются потребители с нагрузками $\underline{S}_1 = \underline{S}_2 = 30 + j18 \text{ МВ}\cdot\text{А}$. Подведенное к трансформатору напряжение равно 118 кВ. Определить напряжения на шинах низшего напряжения подстанции при номинальном коэффициенте трансформации трансформатора.

4. ВЫБОР ТРАНСФОРМАТОРОВ СОБСТВЕННЫХ НУЖД (ТСН) НА ПОДСТАНЦИИ

4.1. Общие положения

Состав потребителей собственных нужд (СН) подстанций зависит от типа подстанции, мощности трансформаторов, наличия синхронных компенсаторов, типа электрооборудования. Наименьшее количество потребителей СН на подстанциях, выполненных по упрощенным схемам, без синхронных компенсаторов, без постоянного дежурного персонала. Это – электродвигатели обдува трансформаторов, обогрев приводов разъединителей и выключателей, шкафов КРУН и КРУ, а также освещение подстанции.

На подстанциях с воздушными выключателями дополнительными потребителями являются компрессорные установки, а при оперативном постоянном токе – зарядный и подзарядный агрегаты. При установке синхронных компенсаторов необходимы механизмы смазки их подшипников, насосы системы охлаждения синхронных компрессоров.

Наиболее ответственными потребителями СН подстанций являются оперативные цепи, система связи, телемеханики, система охлаждения трансформаторов и СК, аварийное освещение, система пожаротушения, электроприемники компрессорной.

Мощность потребителей СН невелика, поэтому они присоединяются к сети 380/220 В, которая получает питание от понижающих трансформаторов. Мощность ТСН выбирается в соответствии с нагрузками в разных режимах работы подстанции, но не более 630 кВ·А (или 1000 кВ·А с $U_k = 8\%$).

На всех двухтрансформаторных подстанциях 35-750 кВ устанавливаются два трансформатора СН.

На подстанциях с оперативным постоянным током ТСН присоединяются к шинам 6-10 кВ.

На подстанциях с оперативным переменным током ТСН присоединяются отпайкой к выводам главных трансформаторов. Это необходимо для возможности управления выключателями 6-10 кВ при полной потере напряжения на шинах 6-10 кВ. Шины 0,4 кВ для большей надежности секционируются автоматическим выключателем. Питание оперативных цепей предусмотрено от вводов НН трансформаторов СН до автоматических выключателей через стабилизаторы напряжения, дающие на выходе напряжение 220 В.

Таблица 4.1

Потребители собственных нужд подстанций

Вид потребителя	Мощность на единицу, кВт
Подогрев выключателей и приводов (на три полюса):	
С-35-630-10	2,8
С-35-3200-50	4,4
У-110-2000-50	11,3
ВВБ-110	1,8
ЛТВ 142D1/В (элегазовый) $U_{ном} = 110$ кВ	3,6
ВГТ- 220-4/2500У1(элегазовый) $U_{ном} = 220$ кВ	4,5
У-220-2000-40	54,8
У-220-3200-40	42,9
ВВБ-330	4,6
Подогрев шкафов КРУН и КРУ-10	1
Подогрев приводов разъединителей, отделителей, шкафа зажимов	0,6
Подогрев релейного шкафа	1
Отопление, освещение, вентиляция:	
ОПУ	60...110
ЗРУ 6-10 кВ	5...7
ЗРУ, совмещенного с ОПУ	20...30
Здание разъездного персонала	5,5
Освещение ОРУ 110, 220 кВ при:	
$n_{яч} \leq 3$	2
$n_{яч} > 3$	5...10
Компрессорная (на один агрегат):	
электродвигатели	20...40
отопление, освещение	15...30
Маслохозяйство	75...400
Подзарядно-зарядный агрегат ВАЗП	2×23

Пример 4.1

Выбрать мощность трансформатора собственных нужд для электрической подстанции, схема которой приведена на рисунке 1.

Решение:

Определим мощность потребителей собственных нужд и данные сведем в таблицу 4.2.

Таблица 4.2

Нагрузка СН подстанции

Электроприемники	Установленная мощность, кВт	Количество приемников, шт.	$\cos \varphi / \operatorname{tg} \varphi$	Активная мощность, кВт	Реактивная мощность, квар
Электродвигатели обдува трансформаторов ТДТН -40 [12, прил. табл. 2.1]	4,5	2	0,85/1,14	9	10
Устройство подогрева выключателя ВГТ- 220-4/2500У1	4,5	4	-	18	-
То же, ВМК-35	4,4	9	-	40	-
Подогрев шкафов КРУ -10кВ	1	20	-	20	-
Подогрев приводов разъединителей	0,6	28	-	17	-
Подогрев релейного шкафа	1	14	-	14	-
Отопление, освещение и вентиляция: - ЗРУ, совмещенное с ОПУ - Здание разъездного персонала	25 5,5	1 1	- -	25 5,5	-
Наружное освещение ОРУ-220 кВ	7	1	-	7	-
Маслохозяйство	80	1	-	80	-
Подзарядно - зарядный агрегат ВАЗП	23	2	-	46	-
Итого:				281,5	10

* *Примечание:* Количество шкафов РЗА примем условно равной 2/3 количеству шкафов КРУ-10 кВ.

Номинальная мощность трансформатора равна:

$$S_{\text{ном.тр.}} \geq \frac{S_{\text{расч}}}{n},$$

где $S_{\text{расч}} = k_c \cdot \sqrt{P_{\text{расч}} + Q_{\text{расч}}}$, кВА – расчетная нагрузка СН;

k_c – коэффициент спроса. Для двух трансформаторной подстанции $k_c = 0,7$.

$$S_{\text{ном.тр.}} \geq 0,7 \cdot \frac{\sqrt{281,5^2 + 10^2}}{2} = 98 \text{ кВА.}$$

Принимаем к установке 2 трансформатора мощностью 100кВА типа ТМ-100/10.

Задание для закрепления материала

Выбрать мощность трансформатора собственных нужд для электрической подстанции машиностроительного завода, если известно, что на подстанции установлено два трансформатора типа ТДН-16000/110, количество присоединяемых линий на ОРУ-110 кВ равно четырем, а на шинах 10 кВ – 20 шт. На подстанции установлены воздушные выключатели.

5. ОПРЕДЕЛЕНИЕ НАГРУЗОЧНОЙ СПОСОБНОСТИ СИЛОВЫХ ТРАНСФОРМАТОРОВ

5.1. Общие положения

Различают систематические и аварийные перегрузки трансформаторов. Критерием допустимости систематической перегрузки является износ изоляции, который при фактическом графике нагрузки за расчетный период не должен превышать износ при постоянной номинальной нагрузке и температуре наиболее нагретой точки $+98^{\circ}\text{C}$. В режиме аварийной перегрузки износ изоляции превышает номинальный.

Для систематических перегрузок, согласно ГОСТ 14209-85, максимально допустимая температура масла в верхних слоях не должна превышать $+95^{\circ}\text{C}$, а температура наиболее нагретой точки $+140^{\circ}\text{C}$. Максимальная нагрузка в аварийном режиме не должна превышать $2 \cdot S_{\text{ном}}$, температура масла в верхних слоях не должна превышать $+115^{\circ}\text{C}$, температура в наиболее нагретой точке обмотки трансформаторов с номинальным напряжением до 110 кВ включительно не должна превышать $+160^{\circ}\text{C}$, а трансформаторов с номинальным напряжением 110 кВ – $+140^{\circ}\text{C}$.

Расчеты допустимых нагрузок связаны с определением износа изоляции. Расчет выполняется с применением таблиц, составленных для двухступенчатых графиков суточной нагрузки. В таблицах [1, табл. 1.36, стр. 52...54] приведены параметры допустимых систематических перегрузок при температуре охлаждающей среды от -20°C до $+40^{\circ}\text{C}$. В соответствии с ГОСТ 14209-85 по таблице [1, табл. 1.36, стр. 55...57] определяются допустимые аварийные перегрузки трансформаторов при различных температурах окружающей среды и системы охлаждения трансформаторов.

Пример 5.1

Определить допустимую продолжительность систематической нагрузки h и продолжительность аварийной перегрузки для трансформатора ТДТН-40000, приведенного на схеме рис. 1, с системой охлаждения Д (масляное с дутьем и с естественной циркуляцией масла) при коэффициенте загрузки $k_1 = 0,62$ и коэффициенте аварийной перегрузки $k_2 = 1,4$. Температура воздуха $+10^{\circ}\text{C}$. Также определить износ изоляции при аварийной перегрузке трансформатора.

Решение:

Допустимая продолжительность систематической перегрузки h трансформатора: по таблице [1, табл.1.36, стр. 53] при температуре воздуха $+10^{\circ}\text{C}$, способе охлаждения – Д и коэффициентов $k_1 = 0,62$ и $k_2 = 1,4$ составит 4 часа.

Допустимая продолжительность аварийной перегрузки h по таблице [1, табл. 1.36, стр. 56] при температуре воздуха $+10^{\circ}\text{C}$, способе охлаждения – Д и коэффициентов $k_1 = 0,62$ и $k_2 = 1,4$ составит 12 часов.

Износ изоляции определим по таблице [13, прил. табл. П2.15 ... П2.31]. Для данного примера по таблице П2.22 при $k_1 = 0,62$, $k_2 = 1,4$ и $h = 12$ часов определим относительный износ изоляции: $F = 101,29$. Теперь по таблице П2.15 определяем коэффициент $f = 0,32$, который зависит от температуры воздуха и износ изоляции при аварийной перегрузке составит:

$$F_* = F \cdot f = 101,29 \cdot 0,32 = 32,4 \text{ суток.}$$

Задание для закрепления материала

Определить допустимую длительность аварийной перегрузки для трансформатора с системой охлаждения ДЦ. До момента перегрузки трансформатор работал со следующими степенями нагрузки: $k_1 = 0,4$ – 2 часа, $k_2 = 0,7$ – 4 часа, $k_3 = 0,75$ – 2 часа. Коэффициент перегрузки $k_2 = 1,5$. Температура воздуха $+30^{\circ}\text{C}$. Определить износ изоляции при аварийной перегрузке трансформатора.

6. РАСЧЕТ ТОКОВ КОРОТКОГО ЗАМЫКАНИЯ (КЗ) И ВЫБОР МЕТОДОВ И СРЕДСТВ ИХ ОГРАНИЧЕНИЯ

6.1. Общие положения

Методика расчета токов короткого замыкания приведена в литературе [7, 8, 9, 10].

Реакторы служат для ограничения токов короткого замыкания (КЗ) в мощных электроустановках, что позволяет применять более легкие и дешевые выключатели и уменьшать площадь сечений кабелей, а, следовательно, удешевлять РУ и распределительные сети.

Основная область применения реакторов – электрические сети напряжением 6 и 10 кВ. Иногда токоограничивающие реакторы используют в установках напряжением 35 кВ, а также при напряжении ниже 1000 В.

Реакторы выбирают по номинальному:
напряжению

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

току

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

сопротивлению

$$X_{\text{р.жел}} \leq X_{\text{ном}}. \quad (6.3)$$

Индуктивное сопротивление реактора выбирают исходя из условий ограничения тока КЗ до заданного уровня, определяемого коммутационной способностью выключателей, которые установлены в данной сети. Например, в распределительных сетях часто устанавливаются выключатели с током отключения $I_{\text{откл}} = 20$ кА.

Результирующее сопротивление цепи КЗ до места присоединения реакторов можно определить по выражению

$$X_{\text{сист}} = \frac{U_{\text{ном}}}{\sqrt{3} \cdot I_{\text{по К1}}}, \quad (6.4)$$

где $I_{\text{по К1}}$ – сверхпереходной ток КЗ в точке К1 (рис. 6.1).

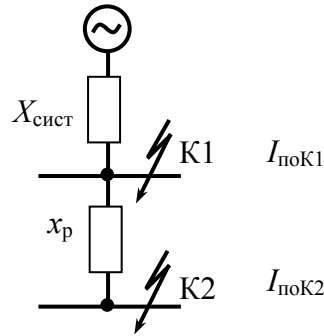


Рис. 6.1. Схема замещения для определения сопротивления реактора

Желаемое сопротивление системы:

$$X_{\text{сист.жел}} = \frac{U_{\text{ном}}}{\sqrt{3} \cdot I_{\text{откл}}} \quad (6.5)$$

Разность полученных сопротивлений даст необходимое сопротивление реактора:

$$X_p = X_{\text{сист.жел}} - X_{\text{сист}} \quad (6.6)$$

$$X_p \leq X_{p.\text{ном}} \quad (6.7)$$

Выбранный реактор проверяется на электродинамическую стойкость:

$$i_y \leq I_{\text{дин}} \quad (6.8)$$

где i_y – ударный ток трехфазного КЗ за реактором.

Проверка на термическую стойкость проводится по условию

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

где B_k – расчетный импульс квадратичного тока при КЗ за реактором.

Короткое замыкание за реактором можно считать удаленным, поэтому

$$B_k = I_{\text{поК2}}^2 (t_{\text{откл.}} + T_a) \quad (6.10)$$

где $I_{\text{поК2}}$ – сверхпереходной ток КЗ в точке К2. При этом в значение $t_{\text{откл.}}$, входит время действия релейной защиты отходящих линий, составляющее 1...2 с.

Необходимо также определить потерю напряжения в реакторе и остаточное напряжение на шинах установки (в процентах):

$$\Delta U = \sqrt{3} I_{\text{раб}} x_{p.\text{ном}} \sin \varphi \cdot \frac{100}{U_{\text{ном}}}, \quad \% \quad (6.11)$$

$$U_{\text{ост}} = \sqrt{3} I_{\text{поК2}} x_{p.\text{ном}} \cdot \frac{100}{U_{\text{ном}}}, \quad \% \quad (6.12)$$

и сравнить полученные значения с допустимыми.

Пример 6.1

Выбрать реактор в цепи отходящих линий для схемы рисунка 1, если известно $S_{\text{НН}} = 24 + j8 \text{ МВ} \cdot \text{А}$, ток короткого замыкания на шинах 10кВ $I_{\text{по}} = 25 \text{ кА}$; $t_{\text{откл}} = 2,2 \text{ с}$. Допустимый ток отключения выключателя $I_{\text{откл}} = 20 \text{ кА}$.

Определить потерю напряжения на реакторе в нормальном режиме: $\cos\varphi = 0,8$, а также остаточное напряжение на шинах при коротком замыкании за реактором.

Решение

Ток нагрузки НН:

$$I_{\text{раб. max}} = \frac{\sqrt{P_{\text{НН}}^2 + Q_{\text{НН}}^2}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{НОМ}}} = \frac{\sqrt{24^2 + 8^2}}{\sqrt{3} \cdot 10} \cdot 10^3 = 1460 \text{ А}.$$

Расчетное сопротивление системы:

$$X_{\text{сист}} = \frac{10}{\sqrt{3} \cdot 25} = 0,23 \text{ Ом}.$$

Желаемое сопротивление системы:

$$X_{\text{сист. жел}} = \frac{10}{\sqrt{3} \cdot 20} = 0,29 \text{ Ом}.$$

Желаемое сопротивление реактора:

$$X_p = X_{\text{сист. жел}} - X_{\text{сист}} = 0,29 - 0,23 = 0,06 \text{ Ом}.$$

Выбираем реактор РБ-10-1600-0,14 [1, табл.5.14]: $\check{I}_{\text{дин}} = 66 \text{ кА}$; $\check{I}_{\text{т}} = 26 \text{ кА}$; $t_{\text{т}} = 8 \text{ с}$.

Эквивалентное сопротивление системы –

$$X_{\text{эк. сист}} = 0,23 + 0,14 = 0,37 \text{ Ом}.$$

Ток короткого замыкания за реактором –

$$I_{\text{поК2}} = \frac{10}{\sqrt{3} \cdot 0,37} = 16 \text{ кА}.$$

Ударный ток – $i_y = \sqrt{2} \cdot k_y \cdot I_{\text{поК2}} = \sqrt{2} \cdot 1,37 \cdot 16 = 31 \text{ кА}$,

где $k_y = 1,37$ – ударный коэффициент для РУ-10кВ [11, табл.2.3].

Термический импульс короткого замыкания –

$$B_{\text{к}} = I_{\text{поК2}}^2 \cdot (t_{\text{отк}} + T_a) = 16^2 \cdot (2,2 + 0,01) = 565,8 \text{ кА}^2 \cdot \text{с},$$

где $T_a = 0,01 \text{ с}$ – аperiodическая составляющая времени [11, табл.2.3].

Потеря напряжения в нормальном режиме:

$$U_{\text{пот}} = \sqrt{3} \cdot I_{\text{раб.утяж}} \cdot x_p \cdot \sin \varphi \cdot \frac{100}{U_{\text{ном}}} = \sqrt{3} \cdot 1460 \cdot 0,14 \cdot 0,6 \cdot \frac{100}{10000} = 2,12 \%$$

Остаточное напряжение на шинах при коротком замыкании за реактором $U_{\text{ост}} = \sqrt{3} \cdot I_{\text{поК2}} \cdot X_p \cdot \frac{100}{U_{\text{ном}}} \% = \sqrt{3} \cdot 16 \cdot 0,14 \cdot \frac{100}{10,5} = 36,9 \%$.

Таблица 6.1

Условия выбора реактора

Расчетные параметры	Условие выбора	Каталожные данные выключателя
$U_{\text{уст}} = 10 \text{ кВ}$	$U_{\text{уст}} \leq U_{\text{ном}}$	$U_{\text{ном}} = 10 \text{ кВ}$
$I_{\text{раб.мах}} = 1460 \text{ А}$	$I_{\text{раб.мах}} \leq I_{\text{ном}}$	$I_{\text{ном}} = 1600 \text{ А}$
$X_p = 0,06 \text{ Ом}$	$X_p \leq X_{\text{ном}}$	$X_{\text{ном}} = 0,14 \text{ Ом}$
$i_y = 31 \text{ кА}$	$i_y \leq I_{\text{дин}}$	$I_{\text{дин}} = 66 \text{ кА}$
$B_k = 565,8 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_k \leq I_T^2 \cdot t_T$	$I_T^2 \cdot t_T = 26^2 \cdot 8 = 5408 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$

Таким образом, принимаем к установке реактор типа РБ-10-1600-0,14.

Задание для закрепления материала

Выбрать токоограничивающий реактор для следующих условий:

Напряжение установки $U_{\text{уст}}$, кВ	Тип реактора	Максимальный рабочий ток $I_{\text{раб.мах}}$, кА	Ток короткого замыкания $I_{\text{по}}$, кА	Минимальное сечение термической стойкости $q_{\text{терм}}$, мм ²	Время отключения $t_{\text{откл}}$, с	Коэффициент мощности $\cos \varphi$
10	Сдвоенный	2 × 0,8	26	240	1,8	0,75

Проверить выбранный реактор по условиям КЗ. Определить потерю напряжения на реакторе в нормальном режиме, а также остаточное напряжение на шинах при коротком замыкании за реактором.

7. ВЫБОР КОММУТАЦИОННЫХ АППАРАТОВ РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНЫХ УСТРОЙСТВ

7.1. Выбор выключателей

Основными коммутационными аппаратами на подстанциях являются выключатели, разъединители и включатели нагрузки.

Силовые выключатели рассчитаны на отключение рабочих токов при нормальном режиме. Наиболее ответственной операцией является отключение токов короткого замыкания и включение на существующее короткое замыкание.

При выборе выключателей необходимо учитывать основные требования, предъявляемые к ним. Выключатели должны надежно отключать любые токи: нормального режима и КЗ, а также малые индуктивные и емкостные токи без появления при этом опасных коммутационных перенапряжений.

Выбор выключателей производят по следующим параметрам:

по напряжению электроустановки $U_{уст} \leq U_{ном}$;

по длительному току $I_{раб} \leq I_{ном}$; $I_{раб.мах} \leq I_{ном}$;

по отключающей способности $I_{по} \leq I_{откл}$;

на отключение апериодической составляющей тока КЗ $\beta \leq \beta_{ном}$.

В дальнейшем расчет по данному условию не производим.

Проверка на электродинамическую стойкость выполняется по условию:

$$i_y \leq I_{дин},$$

где i_y – расчетное, значение ударного тока в цепи, для которой выбирается выключатель.

На термическую стойкость выключатель проверяют по расчетному импульсу квадратичного тока КЗ:

$$B_k \leq I_T^2 \cdot t_T,$$

где I_T и t_T – паспортные данные выключателя.

Необходимо отметить, что расчетным видом КЗ для проверки на электродинамическую и термическую стойкость является трехфазное КЗ.

Выбор выключателей рекомендуется производить в табличной форме (табл.7.1).

Выбор выключателей

Расчетные параметры цепи	Условие выбора	Каталожные данные выключателя
$U_{уст}$	$U_{уст} \leq U_{ном}$	$U_{ном}$
$I_{раб.мах}$	$I_{раб.мах} \leq I_{ном}$	$I_{ном}$
$I_{по}$	$I_{по} \leq I_{откл}$	$I_{откл}$
i_y	$i_y \leq I_{дин}$	$I_{дин}$
B_k	$B_k \leq I_T^2 \cdot t_T$	$I_T \cdot t_T$

Пример 7.1

В связи с проектированием подстанции (рисунок 1) 220/35/10 кВ с трансформаторами 2×40 МВ·А выбрать выключатели в РУ-220 кВ, если известно, что ток короткого замыкания на шинах 220 кВ составляет $I_{по} = 9$ кА, а расчетная нагрузка потребителей равна $S_{ВН} = 44 + j23$ МВА.

Решение

Ток рабочего режима:

$$I_{раб.мах} = \frac{\sqrt{P_{ВН}^2 + Q_{ВН}^2}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}} = \frac{\sqrt{44^2 + 23^2}}{\sqrt{3} \cdot 220} \cdot 10^3 = 130 \text{ А.}$$

Ударный ток короткого замыкания:

$$i_y = \sqrt{2} \cdot K_y \cdot I_{по} = \sqrt{2} \cdot 1,72 \cdot 9 = 22 \text{ кА,}$$

где $k_y = 1,72$ ударный коэффициент для РУ-220 кВ [11, табл.2.3].

Термический импульс короткого замыкания:

$$B_k = I_{по}^2 (t_{откл} + T_a) = 9^2 (2,2 + 0,03) = 181 \text{ кА}^2 \cdot \text{с,}$$

где $T_a = 0,03$ с апериодическая составляющая времени [11, табл.2.3].

Выбираем элегазовый выключатель типа ВГТ-220-40/2500У1, $I_{ном} = 2500$ А.

Таблица 7.2

Условия выбора выключателя

Расчетные параметры	Условие выбора	Каталожные данные выключателя
$U_{уст} = 220 \text{ кВ}$	$U_{уст} \leq U_{ном}$	$U_{ном} = 220 \text{ кВ}$
$I_{раб.мах} = 130 \text{ А}$	$I_{раб.мах} \leq I_{ном}$	$I_{ном} = 2500 \text{ А}$
$I_{по} = 9 \text{ кА}$	$I_{по} \leq I_{откл}$	$I_{откл} = 40 \text{ кА}$
$i_y = 22 \text{ кА}$	$i_y \leq I_{дин}$	$I_{дин} = 125 \text{ кА}$
$B_k = 181 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_k \leq I_T^2 \cdot t_T$	$I_T^2 \cdot t_T = 40^2 \cdot 2 = 3200 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$

Выключатель удовлетворяет всем условиям выбора.

7. 2. Выбор разъединителей, отделителей и выключателей нагрузки

Разъединители, отделители и выключатели нагрузки выбирают по условиям, приведенным в таблице 7.3.

Таблица 7.3

Условия выбора аппаратов

Условия выбора	Выключатель	Разъединитель	Отделитель	Выключатель нагрузки
1. $U_{уст} \leq U_{ном}$	+	+	+	+
2. $I_{раб.мах} \leq I_{ном}$	+	+	+	+
3. $I_{по} \leq I_{откл}$	+	-	-	+
4. $i_y \leq I_{дин}$	+	+	+	+
5. $B_k \leq I_T^2 \cdot t_T$	+	+	+	+

Задание для закрепления материала

Выбрать высоковольтные выключатели $Q1$ и $Q2$ в РУ-10кВ для схемы, представленной на рисунке 1.

8. ВЫБОР СБОРНЫХ ШИН, ТОКОВЕДУЩИХ ЧАСТЕЙ И КАБЕЛЕЙ

Сечения сборных шин всех напряжений выбирают по току нагрузки. Выбор сечения токоведущих частей и кабелей производится по экономической плотности тока по выражению (3.1).

Экономическим называется такое сечение проводников, при котором обеспечиваются наименьшие расчетные приведенные затраты. Найденное сечение округляется. При этом принимается ближайшее меньшее стандартное сечение, если оно не отличается от экономического значения больше чем на 15 %. В противном случае принимается ближайшее большее стандартное сечение.

Следует учесть, что по экономической плотности тока не выбираются:

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

Выбранные, сборные шины, токоведущие части, кабели [7, табл.7.3-7.10], [11, табл.П1-П11] проверяются:

- по длительно допустимому току из условий нагрева:

$$I_{\text{раб. max}} \leq I_{\text{доп}}, \quad (8.1)$$

где $I_{\text{раб. max}}$ – максимальный рабочий ток;

$I_{\text{доп}}$ – длительно допустимый ток выбранного проводника, с учетом поправки на температуру охлаждающей среды, отличной от принятой в таблицах. При составлении таблиц принималось, что допустимая температура шин при длительных режимах $+70^\circ\text{C}$, а расчетная температура окружающего воздуха $+25^\circ\text{C}$, соответственно расчетная температура шин $\theta_{\text{норм}} = +45^\circ\text{C}$.

При расчетной температуре отличающейся от температуры $+25^\circ\text{C}$ условие принимает вид:

$$I_{\text{раб. max}} \leq I'_{\text{доп}}; \quad (8.2)$$

$$I'_{\text{доп}} = I_{\text{доп}} \sqrt{\frac{\theta_{\text{доп}} - \theta_{\text{усл}}}{\theta_{\text{доп}} - \theta_{\text{расч}}}}. \quad (8.3)$$

Допускаемые температуры $\theta_{\text{доп}}$ и $\theta_{\text{расч}}$ для проводников и кабелей в нормальном режиме приведены в [11, табл.1.3 и табл. 1.4 соответственно], $\theta_{\text{усл}}$ температура, заданная по условию.

Табличные значения допустимых токов кабелей составлены в расчете на одиночный кабель, проложенный в земле при температуре почвы $+15^\circ\text{C}$ или на воздухе при температуре $+25^\circ\text{C}$. При других условиях прокладки кабеля допустимый ток определяется с учетом поправочных коэффициентов на температуру почвы или воздуха k_1 [11, табл. П14], на число параллельно проложенных кабелей и расстояние между ними k_2 [11, табл. П15], коэффициент k_3 позволяет учитывать удельное сопротивление земли, при прокладке кабелей в земле [11, табл. П16]:

$$I_{\text{доп}} = k_1 \cdot k_2 \cdot k_3 \cdot I_{\text{доп}} \quad (8.4)$$

Проверка на динамическую и термическую устойчивость к токам КЗ приведена [7, стр.231, 11, стр.27].

Пример 8.1

Выбрать жесткие токоведущие части трубчатого сечения в ОРУ-220 кВ, для схемы приведенной на рисунке 1, при следующих расчетных параметрах: $S_{\text{ВН}} = 44 + j23 \text{ МВ} \cdot \text{А}$, $T_{\text{max}} = 4700 \text{ ч}$, $I_{\text{по}} = 9 \text{ кА}$; $i_y = 22 \text{ кА}$, междуфазное расстояние $a_{\text{мф}} = 5000 \text{ мм}$, длина пролета между изоляторами шин $l_{\text{пр}} = 3000 \text{ мм}$.

Решение

Выберем сечение токоведущей части по экономической плотности тока, при этом должно выполняться следующее условие: $F_{\text{выбр}} \approx F$:

$$F = \frac{I_{\text{норм}}}{j_{\text{эк}}} = \frac{130}{1,1} = 118 \text{ мм}^2,$$

где $j_{\text{эк}} = 1,1 \frac{\text{А}}{\text{мм}^2}$ – экономическая плотность тока для $T_{\text{max}} = 4700 \text{ ч}$ [5, табл.3.1];

$$I_{\text{норм}} = \frac{S_{\text{ВН}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ВН}}} = \frac{\sqrt{44^2 + 23^2}}{\sqrt{3} \cdot 220} = 130 \text{ А}.$$

Предварительно выбираем алюминиевую шину трубчатого сечения 18/22 ($D = 22 \text{ мм}$, $d = 18 \text{ мм}$) с $I_{\text{доп}} = 425 \text{ А}$, тогда:

$$F_{\text{выбр}} = \frac{\pi \cdot D^2}{4} - \frac{\pi \cdot d^2}{4} = \frac{\pi \cdot 22^2}{4} - \frac{\pi \cdot 18^2}{4} = 126 \text{ мм}^2.$$

Проверка по длительно допустимому току из условий нагрева:

$$I_{\text{раб. max}} \leq I_{\text{доп}};$$

$$130 \text{ А} \leq 425 \text{ А}.$$

Проверка на динамическую стойкость.

Момент инерции [7, табл.4.2], [11, табл.2.4]:

$$J = \frac{\pi \cdot (D^4 - d^4)}{64} = \frac{\pi \cdot (2,2^4 - 1,8^4)}{64} = 0,63 \text{ см}^4.$$

Частота собственных колебаний для алюминиевых шин [11, стр. 27]:

$$f_0 = \frac{173,2}{l_{\text{пр}}^2} \sqrt{\frac{J}{F_{\text{выбр}}}} = \frac{173,2}{3^2} \cdot \sqrt{\frac{0,63}{1,26}} = 14 \text{ Гц} \leq 30 \text{ Гц}.$$

Если собственные частоты меньше 30 Гц и больше 200 Гц, то механического резонанса не возникает.

Максимальное распределенное усилие на единицу длины:

$$f_{\text{max}} = 1,76 \cdot \frac{i_y^2}{a_{\text{мф}}} \cdot 10^{-7} = 1,76 \cdot \frac{22^2 \cdot 10^6}{5} \cdot 10^{-7} = 17 \text{ Н/м}.$$

Момент сопротивления [7, табл.4.2], [11, табл.2.4]:

$$W = \frac{\pi \cdot (D^4 - d^4)}{32 \cdot D} = \frac{\pi \cdot (2,2^4 - 1,8^4)}{32 \cdot 2,2} = 0,58 \text{ см}^3.$$

Напряжение в материале шин:

$$\sigma = \frac{M}{W} = \frac{f_{\text{max}} \cdot l_{\text{пр}}^2}{10 \cdot W} = \frac{17 \cdot 3^2}{10 \cdot 0,58} = 26,3 \text{ МПа} \leq 82 \text{ МПа} [11, табл.2.5].$$

Проверка на термическую стойкость не нужна, т.к. токоведущая часть находится в ОРУ.

Пример 8.2

Выбрать сборные шины прямоугольного сечения от выводов 10кВ трансформатора ТДТН-40000 до стены ЗРУ при следующих расчетных параметрах: $S_{\text{нн}} = 24 + j8 \text{ МВА}$; $I_{\text{пок2}} = 16 \text{ кА}$ (рассчитан в разделе б); междуфазное расстояние $a_{\text{мф}} = 3000 \text{ мм}$; длина пролета между изоляторами шин $l_{\text{пр}} = 7000 \text{ мм}$.

Решение

Сборные шины выбирают по току нагрузки.

Ток нагрузки НН:

$$I_{\text{раб. утяж}} = \frac{\sqrt{P_{\text{НН}}^2 + Q_{\text{НН}}^2}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}} = \frac{\sqrt{24^2 + 8^2}}{\sqrt{3} \cdot 10,5} \cdot 10^3 = 1391 \text{ А.}$$

Предварительно выберем алюминиевую шину прямоугольного сечения [11, табл. П11]: 100×6 с $F_{\text{выбр}} = 600 \text{ мм}^2$ и $I_{\text{доп}} = 1425 \text{ А}$.

Проверка по длительно допустимому току из условий нагрева:

$$I_{\text{раб. max}} \leq I_{\text{доп}} ; \\ 1391 \text{ А} \leq 1425 \text{ А.}$$

Проверка на динамическую стойкость.

Момент инерции для прямоугольной шины [7, табл.4.2], [11, табл. 2.4]:

$$J = \frac{b \cdot h^3}{12} = \frac{0,6 \cdot 10^3}{12} = 50 \text{ см}^4.$$

Частота собственных колебаний для алюминиевых шин [11, стр. 27]:

$$f_0 = \frac{173,2}{l_{\text{пр}}^2} \sqrt{\frac{J}{F_{\text{выбр}}}} = \frac{173,2}{7^2} \cdot \sqrt{\frac{50}{6}} = 10,2 \text{ Гц} \leq 30 \text{ Гц}.$$

Если собственные частоты меньше 30 и больше 200 Гц, то механического резонанса не возникает.

Максимальное распределенное усилие на единицу длины:

$$f_{\text{max}} = 1,76 \cdot \frac{i_y^2}{a_{\text{мф}}} \cdot 10^{-7} = 1,76 \cdot \frac{31^2 \cdot 10^6}{3} \cdot 10^{-7} = 56 \text{ Н/м}.$$

Ударный ток:

$$i_y = \sqrt{2} \cdot k_y \cdot I_{\text{пок2}} = \sqrt{2} \cdot 1,37 \cdot 16 = 31 \text{ кА},$$

где $k_y = 1,37$ ударный коэффициент для РУ-10кВ [11, табл.2.3].

Момент сопротивления [7, табл.4.2], [11, табл.2.4]:

$$W = \frac{b \cdot h^2}{6} = \frac{0,6 \cdot 10^2}{6} = 10 \text{ см}^3.$$

Напряжение в материале шин:

$$\sigma = \frac{M}{W} = \frac{f_{\text{max}} \cdot l_{\text{пр}}^2}{10 \cdot W} = \frac{56 \cdot 7^2}{10 \cdot 10} = 27,4 \text{ МПа} \leq 82 \text{ МПа} [11, табл.2.5].$$

Проверка на термическую стойкость.

$$B_{\text{к}} = I_{\text{по}}^2 (t_{\text{откл}} + T_{\text{а}}) = 16^2 (2,2 + 0,01) = 566 \text{ кА}^2 \cdot \text{с},$$

где $T_a = 0,01$ с – аperiodическая составляющая времени для РУ-10 кВ [11,табл.2.3].

Минимальное сечение по условию термической стойкости:

$$F_{\text{мин.терм}} = \frac{\sqrt{B_{\text{к}}}}{c} \cdot 10^3,$$

где $c = 90$, коэффициент, определяемый по [11,табл.2.2].

$$F_{\text{мин.терм}} = \frac{\sqrt{566}}{90} \cdot 10^3 = 264 \text{ мм}^2.$$

Условие термической стойкости:

$$F_{\text{мин.терм}} \leq F_{\text{выбр}};$$
$$264 \text{ мм}^2 \geq 600 \text{ мм}^2.$$

Пример 8.3

Для электроприемника мощностью $P_{\text{ном}} = 450$ кВт, подключенного к РУ-10 кВ схемы рисунка 1, выбрать кабель. Расчетные условия следующие: $T_{\text{max}} = 4700$ ч, $I_{\text{пок2}} = 16$ кА, время действия релейной защиты $t_{\text{рз}} = 2,1$ с, собственное время отключения выключателя $t_{\text{св}} = 0,05$ с. Кабель проложен в песчаной почве влажностью более 9 %, температура почвы $+10^\circ\text{C}$. Параллельно проложены 2 кабеля, расстояние между кабелями $l = 200$ мм. Выполнить проверку на термическую стойкость.

Решение

Выберем сечение кабельной линии по экономической плотности тока, при этом должно выполняться условие: $F_{\text{выбр}} \approx F$:

$$F = \frac{I_{\text{ном}}}{j_{\text{эк}}} = \frac{25}{1,1} = 23 \text{ мм}^2,$$

где $j_{\text{эк}} = 1,1 \frac{\text{А}}{\text{мм}^2}$ - экономическая плотность тока для $T_{\text{max}} = 4700$ ч [5, табл.3.1];

$$I_{\text{ном}} = \frac{P_{\text{ном}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{HH}}} = \frac{450}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 25 \text{ А}.$$

Выбираем сечение кабельной линии с алюминиевыми жилами $F_{\text{выбр}} = 25 \text{ мм}^2$ с $I_{\text{доп}} = 90$ А.

Проверка по длительно допустимому току из условий нагрева:

$$I_{\text{раб.мах}} \leq I'_{\text{доп}};$$

$$I'_{\text{доп}} = k_1 \cdot k_2 \cdot k_3 \cdot I_{\text{доп}},$$

где $k_1 = 1,06$ – поправочный коэффициент на температуру почвы или воздуха [11, табл. П14];

$k_2 = 0,92$ – поправочный коэффициент на число параллельно проложенных кабелей и расстояние между ними [11, табл. П15];

$k_3 = 1,05$ – поправочный коэффициент позволяет учитывать удельное сопротивление земли, при прокладке кабелей в земле [11, табл. П16].

$$I'_{\text{доп}} = 1,06 \cdot 0,92 \cdot 1,05 \cdot 90 = 92 \text{ А}.$$

Условие проверки по длительному режиму выполняется:

$$25 \text{ А} \leq 92 \text{ А}.$$

Проверка на термическую стойкость.

$$B_{\text{к}} = I_{\text{по}}^2 (t_{\text{откл}} + T_{\text{а}}) = 16^2 (2,2 + 0,01) = 566 \text{ кА}^2 \cdot \text{с},$$

где $T_{\text{а}} = 0,01 \text{ с}$ – апериодическая составляющая времени для РУ-10 кВ [11, табл.2.3].

Минимальное сечение по условию термической стойкости:

$$F_{\text{мин.терм}} = \frac{\sqrt{B_{\text{к}}}}{c} \cdot 10^3,$$

где $c = 90$, коэффициент, определяемый по [11, табл.2.2].

$$F_{\text{мин.терм}} = \frac{\sqrt{566}}{90} \cdot 10^3 = 264 \text{ мм}^2.$$

Кабель не удовлетворяет условию термической стойкости, т. к. не соблюдается следующие условие:

$$F_{\text{мин.терм}} \leq F_{\text{выбр}};$$

$$264 \text{ мм}^2 \geq 25 \text{ мм}^2.$$

Поэтому выбираем другой кабель с ближайшим большим сечением, удовлетворяющий термической стойкости.

Задание для закрепления материала

1) Выбрать сборные шины на стороне среднего напряжения электрической подстанции, схема которой представлена на рисунке 1. Ток короткого замыкания на шинах 35 кВ равен $I_{\text{по}} = 11 \text{ кА}$. Температура окружающей среды $\theta_{\text{усл}} = 30^\circ \text{С}$, междуфазное расстоя-

ние $a_{\text{мф}} = 4500$ мм; длина пролета между изоляторами шин $l_{\text{пр}} = 5000$ мм.

2) Выбрать сечение и тип кабеля в цепи ТСН (рисунок 1), если известно:

- мощность трансформатора ТСН 160кВА;
- ударный ток короткого замыкания $i_y = 23$ кА;
- кабель проложен в песчаной почве влажностью более 4 %;
- температура почвы $+20^{\circ}\text{C}$;
- параллельно проложены 2 кабеля;
- максимальное время использования часов $T_{\text{max}} = 3000$ ч;
- время отключения защиты $t_{\text{откл}} = 1,8$ с.

9. ВЫБОР ИЗМЕРИТЕЛЬНЫХ ТРАНСФОРМАТОРОВ

9.1. Общие положения

Измерительные трансформаторы предназначены для уменьшения первичных токов и напряжений до значений, наиболее удобных для подключения измерительных приборов, реле защиты, устройств автоматики. Применение измерительных трансформаторов обеспечивает безопасность работающих, так как цепи высшего и низшего напряжения разделены, а также позволяет унифицировать конструкцию приборов и реле.

9.2 Выбор трансформаторов тока

Трансформаторы тока характеризуются номинальным первичным током $I_{ном1}$ (стандартная шкала номинальных первичных токов содержит значения от 1 до 40000 А) и номинальным вторичным током $I_{ном2}$, который принят равным 5 или 1 А. В зависимости от токовой погрешности измерительные трансформаторы тока разделены на пять классов точности: 0,2; 0,5; 1; 3 и 10. Условия выбора трансформаторов тока приведены в таблице 9.1.

Таблица 9.1

Условия выбора трансформаторов тока

Расчетные параметры цепи	Условия выбора	Каталожные данные трансформатора тока
$U_{уст}$	$U_{уст} \leq U_{ном}$	$U_{ном}$
$I_{раб.мах}$	$I_{раб.мах} \leq I_{ном}$	$I_{ном}$
i_y	$i_y \leq I_{дин}$	$I_{дин}$
B_k	$B_k \leq I_T^2 \cdot t_T$	I_T, t_T
$Z_{2расч}$	$Z_{2расч} \leq Z_{2ном}$	$Z_{2ном}$

Сопротивление контактов r_k принимают равным 0,05 Ом при двух-трех и 0,1 Ом – при большем числе приборов.

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

Полученная площадь сечения не должна быть меньше 4 мм^2 для проводов с алюминиевыми жилами и $2,5 \text{ мм}^2$ для проводов с медными жилами – по условиям механической прочности. Провода с площадью сечения больше 6 мм^2 обычно не применяются.

9.3. Трансформаторы напряжения

Трансформаторы напряжения характеризуются номинальными значениями первичного напряжения, вторичного напряжения (обычно 100 В или $100/\sqrt{3}$), коэффициента трансформации $k = U_{1\text{ном}}/U_{2\text{ном}}$. В зависимости от погрешности различают следующие классы точности трансформаторов напряжения: 0,2; 0,5; 1; 3.

Вторичная нагрузка трансформатора напряжения – это мощность внешней вторичной цепи $S_2 = \sqrt{P_2^2 + Q_2^2}$. Условия выбора трансформаторов напряжения приведены в таблице 9.2.

Таблица 9.2

Условия выбора трансформаторов напряжения

Расчетные параметры цепи	Каталожные данные трансформатора тока	Условия выбора
$U_{\text{уст}}$	$U_{\text{ном}}$	$U_{\text{уст}} \leq U_{\text{ном}}$
S_2	$S_{2\text{ном}}$	$S_2 \leq S_{2\text{ном}}$

Для подсчета S_2 рекомендуется табличная форма (табл. 9.3).

Таблица 9.3

Расчет нагрузки трансформаторов напряжения

Наименование и тип приборов	Мощность одной катушки, В·А	Число катушек	$\cos \varphi$	$\sin \varphi$	P , Вт	Q , Вт
Итого						

Площадь сечения проводов принимают из условий механической прочности, равной $1,5$ и $2,5 \text{ мм}^2$ соответственно для медных и алюминиевых проводов.

Пример 9.1

Выбрать трансформаторы тока в цепи трансформатора 220 кВ для схемы рисунка 1: $I_{\text{норм}} = 63 \text{ А}$; $I_{\text{по}} = 9 \text{ кА}$, $i_y = 22 \text{ кА}$, $B_k = 181 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$, длина соединительного провода $l_{\text{пров}} = 80 \text{ м}$,

$t_{откл} = 2$ с. Требуемый класс точности 0,5. Подключенные приборы (для одной катушки): амперметр – 0,1 В·А; счетчик активной мощности – 2,5 В·А; счетчик реактивной мощности – 2,5 В·А ваттметр – 0,5 В·А; варметр – 0,5 В·А.

Решение:

Выбираем к установке трансформатор тока ТФЗМ 220Б-I [1, табл. 5.9]; $I_{2ном} = 5$ А; $I_{1ном} = 300$ А.

Определяем вторичную нагрузку трансформатора тока упрощенно, без учета ее комплексного характера:

$$S_{2\Sigma} = 0,1 + 2,5 + 2,5 + 0,5 + 0,5 = 6,1 \text{ В} \cdot \text{А}.$$

Номинальная нагрузка в классе точности 0,5 [1, табл. 5.9]:

$$Z_{2ном} = 1,2 \text{ Ом}.$$

Эквивалентное сопротивление приборов:

$$Z_{2\Sigma} = \frac{S_{2\Sigma}}{I_{2ном}^2} = \frac{6,1}{5^2} = 0,244 \text{ Ом}; \quad r_{конт} = 0,1 \text{ Ом};$$

$$r_{пр.доп} = 1,2 - 0,244 - 0,1 = 0,856 \text{ Ом}.$$

Расчетное сечение проводов:

$$r_{пр} = \frac{\rho \cdot I_{расч}}{r_{пр.доп}} = \frac{0,0283 \cdot 80}{0,856} = 2,64 \text{ мм}^2.$$

Выбираем алюминиевый провод сечением $q_{выб} = 4 \text{ мм}^2$.

Таблица 9.4

Условия выбора трансформаторов тока

Расчетные параметры цепи	Условия выбора	Каталожные данные трансформатора тока
$U_{уст} = 220 \text{ кВ}$	$U_{уст} \leq U_{ном}$	$U_{ном} = 220 \text{ кВ}$
$I_{раб.мах} = 63 \text{ А}$	$I_{раб.мах} \leq I_{ном}$	$I_{ном} = 300 \text{ А}$
$i_y = 22 \text{ кА}$	$i_y \leq I_{дин}$	$I_{дин} = 27 \text{ кА}$
$B_k = 181 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_k \leq I_T^2 \cdot t_T$	$I_T = 10 \text{ кА}; t_T = 3 \text{ с}$
$Z_{2расч} = 0,244 \text{ Ом}$	$Z_{2расч} \leq Z_{2ном}$	$Z_{2ном} = 1,2 \text{ Ом}$

Пример 9.2

Выбрать трансформатор напряжения для схемы рисунок 1. К секции РУ–10 кВ подключены 9 линий. На линиях установлены

счетчики активной и реактивной мощности. Требуемый класс точности 0,5. Длина соединительного провода $l = 15$ м.

Решение:

В цепи трансформатора установим следующие приборы: вольтметр, ваттметр, варметр, счетчики активной и реактивной энергии.

Таблица 9.5

Расчет нагрузки трансформаторов напряжения

Тип прибора	Мощность катушки, В·А	Число катушек	Число приборов	cosφ	tgφ	P, Вт	Q, вар
Вольтметр	2	1	1	1	0	2	-
Ваттметр	1,5	2	1	1	0	3	-
Варметр	1,5	2	1	1	0	3	-
Счетчик активной мощности	2	2	8	0,38	0,4	32	13
Счетчик реактивной мощности	3	2	8	0,38	0,4	48	19,2
Итого						88	32,2

Эквивалентная мощность приборов:

$$S_{2пр} = \sqrt{88^2 + 32,2^2} = 94 \text{ В} \cdot \text{А}.$$

Для подключения расчетных счетчиков не рекомендуется 3-х фазный трансформатор напряжения НТМИ ($S_{2ном} = 120 \text{ В} \cdot \text{А}$ для класса точности 0,5). Установим антирезонансный трансформатор напряжения типа 2×НАМИТ-10. Номинальная мощность одного трансформатора $S_{2ном} = 100 \text{ В} \cdot \text{А}$.

$$100 \text{ В} \cdot \text{А} \geq 94 \text{ В} \cdot \text{А}.$$

Сечение соединительных проводов принимается $2,5 \text{ мм}^2$.

Таблица 9.6

Условия выбора трансформатора напряжения

Расчетные параметры цепи	Условия выбора	Каталожные данные трансформатора напряжения
$U_{уст} = 10 \text{ кВ}$	$U_{уст} \leq U_{ном}$	$U_{ном} = 10 \text{ кВ}$
$S_{расч} = 10 \text{ кВ}$	$S_{расч} \leq S_{2ном}$	$S_{ном} = 100 \text{ А} \cdot \text{В}$

Задание для закрепления материала

1) Для электрической подстанции (см. рисунок 1) выбрать трансформатор тока ТА1, который установлен между трансформатором Т и выключателем Q1. Ток короткого замыкания на шинах 10 кВ равен 15 кА. Длина соединительного провода $l_{\text{пров}} = 10$ м, требуемый класс точности 0,5.

Время релейной защиты $t_{\text{рз}} = 1,4$ с и собственное время отключение выключателя $t_{\text{св}} = 0,02$ с.

2) Для электрической подстанции (см. рисунок 1) выбрать трансформатор напряжения, установленный на секции среднего напряжения.

ЛИТЕРАТУРА

1. Неклепаев Б.Н., Крючков И.П. Электрическая часть электростанций и подстанций. Справочные материалы для курсового и дипломного проектирования. 4-е изд. –М.: Энергоатомиздат, 1989.
2. Ополева Г.Н. Схемы и подстанций электроснабжения. –М.: Форум-Инфра, 2006.
3. Под ред. С.С. Рокотяна, И.М. Шапиро. Справочник по проектированию электроэнергетических систем. –М: Энергоатомиздат, 1985.
4. Методические указания для курсового проектирования по курсу "Электрические станции и подстанции систем электроснабжения" для студентов спец. 0303 /А.Н. Бохан, Г.И. Селиверстов. –Гомель: ГПИ, 1988.
5. Лычев П.В., Федин В.Т. Электрические сети энергетических систем. –Мн.: "Універсітэцкае", 1999.
6. Электрические системы и сети. Пособие по курсовому и дипломному проектированию для студентов специальности 1-43 01 03 "Электроснабжение" дневной и заочной форм обучения / П.В. Лычев, О.М. Головач. –Гомель: ГГТУ им. П.О. Сухого, 2006.
7. Рожкова Л.Д., Козулин В.С. Электрооборудование станций и подстанций. 2-е изд. –М.: Энергия, 1980.
8. Методы расчета электродинамического и термического действия тока короткого замыкания. ГОСТ 30323-95. –Минск, Межгосударственный Совет по стандартизации, метрологии и сертификации.
9. Короткие замыкания в электроустановках. Методы расчета в электроустановках переменного тока напряжением свыше 1 кВ. ГОСТ 27514-87. –М.: Государственный комитет СССР по стандартам.
10. Л.И. Евминов. Короткие и простые замыкания в распределительных сетях. –Гомель, УО ГГТУ им. П.О. Сухого, 2003.
11. Выбор токоведущих частей и кабелей. Практическое пособие к решению задач по курсу "Электрическая часть станций и подстанций" для студ. дневной и заочной форм обучения по спец. Т.01.01 "Электроэнергетика" /А.Н. Бохан. –Гомель: ГГТУ им. П.О. Сухого, 2002.
12. Электрическая часть станций и подстанций. Практическое пособие к решению задач по одноименному курсу для студентов дневной и заочной форм обучения по спец. 1-42 01 03 "Электроснабжение" / А.Н. Бохан, В.В. Кротенок. –Гомель: ГГТУ им. П.О. Сухого, 2004.
13. Практическое пособие «Надежность электроустановок. Тепло-

вые режимы трансформаторов» к решению задач по курсу «Электрическая часть станций и подстанций» для студентов дневной и заочной форм обучения по спец. Т.01.01 "Электроэнергетика" /А.Н. Бохан. –Гомель, ГГТУ им. П.О. Сухого, 2000.

14. Правила устройства электроустановок. 6-е изд., перераб. и доп. –М: Атомиздат, 1999.
15. Лычев П.В., Федин В.Т. Электрические сети энергетических систем. Решение практических задач. –Мн.: "Дизайн ПРО", 1997.
16. А.А. Васильев, И.П. Крючков, Е.Ф. Нияшкова и др. Электрическая часть станций и подстанций. –М.: Энергия, 1990.

СОДЕРЖАНИЕ

Предисловие	3
1. Выбор основного оборудования на подстанциях	6
2. Выбор и технико-экономическое обоснование главных электрических схем распределительных устройств (РУ) на электрических станциях и подстанциях	9
3. Выбор сечения воздушной линии (ВЛ) и расчет режимов электрической сети	13
4. Выбор трансформаторов собственных нужд (ТСН) на подстанции	19
5. Определение нагрузочной способности силовых трансформаторов	23
6. Расчет токов короткого замыкания (КЗ) и выбор методов и средств их ограничения	25
7. Выбор коммутационных аппаратов распределительных устройств	29
8. Выбор сборных шин, токоведущих частей и кабелей	32
9. Выбор измерительных трансформаторов	39
Литература	44

ЭЛЕКТРИЧЕСКИЕ СТАНЦИИ И ПОДСТАНЦИИ ПРОМЫШЛЕННЫХ ПРЕДПРИЯТИЙ

**Практикум
для студентов специальности 1-43 01 07
«Техническая эксплуатация энергооборудования
организаций» дневной формы обучения**

Составители: **Селиверстов** Георгий Иванович
Жуковец Светлана Григорьевна

Подписано к размещению в электронную библиотеку
ГГТУ им. П. О. Сухого в качестве электронного документа
учебно-методических материалов 21.01.09.

Пер. № 11Е.
E-mail: ic@gstu.gomel.by
<http://www.gstu.gomel.by>