

МИНИСТЕРСТВО СЕЛЬСКОГО ХОЗЯЙСТВА
И ПРОДОВОЛЬСТВИЯ РЕСПУБЛИКИ БЕЛАРУСЬ

Учреждение образования
«БЕЛОРУССКИЙ ГОСУДАРСТВЕННЫЙ
АГРАРНЫЙ ТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ»

Кафедра электроснабжения сельского хозяйства

ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЕ СЕЛЬСКОГО ХОЗЯЙСТВА

*Рекомендовано Учебно-методическим объединением высших
учебных заведений Республики Беларусь по образованию
в области сельского хозяйства в качестве практикума
для студентов высших учебных заведений, обучающихся
по специальности 1-74 06 05 Энергетическое
обеспечение сельского хозяйства*

Под общей редакцией Г. И. Януковича

Минск
БГАТУ
2011

УДК 631.3.025.001.24(075)
ББК 31.27я7
Я65

Авторы:

кандидат технических наук, профессор Г. И. Янукович,
кандидат технических наук, доцент И. В. Протосовицкий,
старший преподаватель А. И. Зеленкевич,
старший преподаватель Г. И. Кожарнович,
старший преподаватель Г. Г. Усов

Янукович, Г. И.

Я65 Электроснабжение сельского хозяйства : практикум / Г. И. Янукович [и др.]; под общ. ред. Г. И. Януковича. - Минск : БГАТУ, 2011. - 548 с.
18ГВЧ 978-985-519-356-3.

Изложены темы практических занятий и лабораторные работы по разделам дисциплины «Электроснабжение сельского хозяйства».

Практикум предназначен для студентов электротехнических специальностей вузов и учащихся колледжей сельскохозяйственного профиля, а также инженерно-технических работников различных отраслей энергетики.

УДК 621.3.025.001.24(075)
ББК 31.27я7

978-985-519-356-3

© БГАТУ, 2011

ПРЕДИСЛОВИЕ

Дисциплина «Электроснабжение сельского хозяйства» в БГАТУ и колледжах сельскохозяйственного профиля изучается на завершающем этапе обучения. Целью изучения дисциплины является формирование у будущего специалиста системы знаний и практических навыков, необходимых для решения задач, связанных с электроснабжением сельскохозяйственных предприятий и сельских населенных пунктов.

В учебных планах по данной дисциплине кроме лекционного курса предусмотрено проведение практических занятий и лабораторных работ, а также выполнение курсового, а некоторыми выпускниками и дипломного проектов.

При этом будущие специалисты должны уметь рассчитывать электрические нагрузки, выбирать типы и мощности источников питания, выполнять расчеты электрических сетей и токов короткого замыкания, выбирать оборудование трансформаторных подстанций, распределительных устройств и виды релейных защит.

В данной работе представлены темы практических занятий и содержание лабораторных работ в соответствии с программой и учебным планом курса «Электроснабжение сельского хозяйства» БГАТУ, которые входят также в учебные программы и планы колледжей по данной дисциплине. В практикуме имеются методические рекомендации, примеры и справочные данные, необходимые для выполнения курсовых и дипломных проектов. Практикум состоит из пяти разделов (электрические нагрузки, расчет линий электропередачи, расчет токов короткого замыкания, выбор электрических аппаратов, релейная защита) и приложения, в котором приведены справочные данные, необходимые для выполнения расчетов.

Практические занятия написали: Г. И. Янукович (разделы 1-4) и И. В. Протосовицкий (раздел 5); лабораторные работы - Г. И. Янукович, Г. И. Кожарнович и А. И. Зеленкевич (с 1 по 4), Г. И. Янукович, Г. И. Кожарнович, А. И. Зеленкевич и Г. Г. Усов (с 5 по 10); Г. И. Янукович, И. В. Протосовицкий, А. И. Зеленкевич, Г. И. Кожарнович и Г. Г. Усов (с 11 по 15); Г. И. Янукович, И. В. Протосовицкий, А. И. Зеленкевич и Г. И. Кожарнович (16 и 17).

Практикум будет способствовать лучшему усвоению материала изучаемой дисциплины.

РАЗДЕЛ 1. ЭЛЕКТРИЧЕСКИЕ НАГРУЗКИ

Практические занятия

1.1. Основные характеристики электрических нагрузок

Электрическая нагрузка является величиной, характеризующей потребление мощности отдельными приемниками или потребителями электроэнергии.

Приемником электроэнергии является устройство, потребляющее электрическую энергию (электродвигатель, электрическая лампа, электронагреватель и т. д.).

Потребитель электроэнергии представляет собой совокупность приемников (здания, корпуса, цеха или предприятия в целом), объединенных по определенным признакам (территориальному размещению электрооборудования, схеме электроснабжения, технологическим связям и режимам работы, требуемой степени надежности электроснабжения; напряжению, роду тока, частоте) в группы.

Так, в сельской местности к потребителям электрической энергии относятся:

- 1) жилые дома в населенных пунктах;
- 2) больницы, школы, клубы, магазины, прачечные и предприятия, обслуживающие население;
- 3) производственные потребители продукции сельскохозяйственных организаций (животноводческие фермы, зерноочистительные пункты, теплицы, хранилища сельскохозяйственной продукции, мельницы, гаражи, котельные и т. п.);
- 4) предприятия агропромышленного комплекса, хлебоприемные пункты, предприятия по переработке сельскохозяйственной продукции (молокозаводы, консервные заводы, мясокомбинаты и т. п.);
- 5) прочие потребители, в числе которых могут быть промышленные предприятия.

В особую группу потребителей электроэнергии необходимо выделить крупные предприятия, которые производят сельскохозяйственную продукцию на промышленной основе (животноводческие комплексы, птицефабрики и тепличные комбинаты).

Электрические нагрузки являются исходными данными для решения технических и экологических задач, возникающих при проектировании электроснабжения промышленных и сельскохозяйственных предприятий. Определение электрических нагрузок является первым

этапом проектирования любой системы электроснабжения. По величине электрических нагрузок производится:

- 1) выбор числа и мощности трансформаторных подстанций и трансформаторов;
- 2) компенсирующих установок;
- 3) расчет сечений проводов, кабелей, шин, отклонений и колебаний напряжения;
- 4) выбор коммутационной и защитной аппаратуры;
- 5) определение потребления и потерь электроэнергии.

От правильной оценки электрических нагрузок зависят капитальные затраты на сооружение системы электроснабжения, эксплуатационные расходы, надежность работы электрооборудования.

В настоящее время существует ряд научно обоснованных методов расчета электрических нагрузок [1, 2]. При этом ведутся работы по дальнейшему усовершенствованию данных методов. Точные способы определения электрических нагрузок требуют большой вычислительной работы. В связи с тем, что на практике не требуется большая точность в определении этих нагрузок, применяются приближенные методы их расчета, обеспечивающие допустимую погрешность +10 %.

Различают следующие виды нагрузок:

- 1) активная мощность P ;
- 2) реактивная мощность <2 ;
- 3) полная мощность
- 4) ток I .

Режимы работы приемников электроэнергии с течением времени изменяются. Одни из них зависят от производства технологических процессов на предприятии, другие — от уклада жизни населения. Может меняться и число присоединенных к сети потребителей, а также их мощность. В этой связи, и значение электрических нагрузок изменяется во времени и носит случайный характер.

При проектировании подлежат определению три значения электрических нагрузок (среднее, расчетное, максимальное).

Средняя нагрузка — это среднее значение нагрузки за максимально загруженную смену $P_{ср}$. По ней могут быть определены расчетная нагрузка, потери электроэнергии, произведен выбор мощности трансформаторов, а также компенсирующих устройств. Средняя нагрузка группы приемников электроэнергии позволяет приближенно оценить нижний уровень возможных значений расчетной нагрузки.

Расчетная нагрузка представляет собой наибольшее значение полной мощности на вводе к потребителю или в электрической сети за промежуток времени 0,5 часа в конце расчетного периода.

По расчетной нагрузке ($P_P, <2P, I_P$) производят расчет электрических сетей, выбирают мощность трансформаторов, сечения проводов, шин и кабелей, определяют максимальные потери мощности в сетях, значения потерь и отклонений напряжения.

Максимальная нагрузка представляет собой наибольшее из соответствующих средних значений за некоторый промежуток времени.

Максимальные нагрузки характеризуются ожидаемой частотой появления за какой-то период времени.

По продолжительности различают два вида максимальных нагрузок:

- 1) максимальные длительные нагрузки различной продолжительности (10, 30, 60 минут и т. д.). Их определяют для выбора элементов системы электроснабжения по нагреву и расчета в них максимальных потерь мощности;

- 2) максимальные кратковременные нагрузки (пиковые) продолжительностью 1...2 секунды. Эти нагрузки определяют для проверки колебания напряжения в сетях, выбора плавких вставок предохранителей и уставок автоматов, для проверки электрических сетей на возможность самозапуска двигателей, для расчета величины тока срабатывания максимальной токовой релейной защиты.

1.2. Методы расчета электрических нагрузок

Методы расчета электрических нагрузок, применяемые при проектировании систем электроснабжения, подразделяют на две группы: основные и вспомогательные.

К основной группе методов относятся расчеты по:

- 1) установленной мощности и коэффициенту спроса;
- 2) средней мощности и коэффициенту формы графика нагрузок;
- 3) средней мощности и отклонению расчетной нагрузки от средней нагрузки (статический метод);
- 4) средней мощности и коэффициенту максимума (метод упорядоченных диаграмм).

К вспомогательной группе относятся расчеты по:

- 1) удельному расходу электроэнергии на единицу продукции при заданном объеме выпуска продукции за определенный период времени;
- 2) удельной нагрузке на единицу производственной площади.

Метод расчета электрических нагрузок выбирается следующим образом:

а) метод упорядоченных диаграмм и статический метод следует использовать в цеховых сетях при определении расчетных нагрузок по отдельным группам приемников и узлам напряжением до 1 кВ;

б) методы расчета, основанные на использовании средней мощности и коэффициентов мощности K^M и формы $K^Ф$, рекомендуется применять при определении расчетных нагрузок на высших ступенях системы электроснабжения, начиная с цеховых шинопроводов или шин цеховых трансформаторных подстанций и заканчивая линиями, питающими предприятия.

в) метод расчета по установленной мощности и коэффициенту спроса K_c , (в некоторых случаях по удельным показателям потребления электроэнергии) применяют при ориентировочных расчетах на высших ступенях системы электроснабжения.

Данные методы расчета электрических нагрузок обычно применяются при проектировании электроснабжения промышленных предприятий, но могут использоваться и при проектировании электрических сетей сельскохозяйственного назначения (если предприятия, которые питаются от этих сетей, по составу оборудования и режиму работы аналогичны промышленным предприятиям).

С целью создания единой методики определения электрических нагрузок и унификации исходных данных для расчета сетей сельскохозяйственного назначения на различных стадиях проектирования были разработаны «Методические указания по расчету электрических нагрузок в сетях 0,38...110 кВ сельскохозяйственного назначения» [3]. Основой метода определения нагрузок является суммирование расчетных нагрузок на вводах потребителей или шинах трансформаторных подстанций. Методика определения нагрузок позволяет вести расчет без применения ЭВМ или с ее использованием.

В данных методических указаниях приняты следующие определения:

1. Расчетной нагрузкой считается наибольшее из средних значений полной мощности за промежуток времени 30 минут (получасовой максимум). Эта нагрузка может возникнуть на вводе к потребителю или в питающей сети в расчетном году с вероятностью не ниже 0,95.

В расчетах рассматриваются дневные и вечерние активные (P^D , P^B) и реактивные ($<2^D$, $<2^B$) нагрузки. За расчетную нагрузку при выборе сечений проводов или мощности подстанций принимается

большее из значений дневной или вечерней расчетной нагрузки, полученных на данном участке линии или подстанции.

2. Коэффициент одновременности K^O представляет собой отношение значения совмещенной максимальной нагрузки к сумме максимумов нагрузок отдельных потребителей или их групп.

3. Коэффициент роста нагрузок K^P есть отношение нагрузок расчетного и исходного годов.

Расчетным годом считается последний год расчетного периода, на который определяется уровень нагрузок и другие параметры электроустановок. Исходным годом считается последний год, за который имеются данные о существующих нагрузках или электропотреблении.

4. Коэффициенты участия в дневном или вечернем максимумах нагрузок (K^D и K^B) показывают, какая часть максимальной нагрузки приходится, соответственно, на ее дневной или вечерний максимум.

5. Сельским жилым домом при расчете нагрузок считается одноквартирный дом (квартира в многоквартирном доме), имеющий отдельный счетчик электрической энергии.

1.3. Нагрузки на вводах к потребителям

Определение расчетной нагрузки на вводе в сельский жилой дом

При наличии сведений о существующем годовом потреблении электроэнергии расчетная нагрузка на вводе в сельский дом определяется по номограмме, приведенной на рисунке 1.1. При этом следует учитывать, что исходные данные берутся, как правило, за предыдущий год, а вводят объект в эксплуатацию не ранее, чем через год после составления проекта. В этой связи, расчетный год определяется прибавлением двух лет к расчетному периоду. Тогда при пятилетнем периоде расчетным годом будет седьмой, при десятилетнем периоде — двенадцатый. Например, если существующее потребление электроэнергии составляет 1000 кВт-ч/дом, то в седьмом расчетном году расчетная нагрузка на вводе в сельский жилой дом составит 2,5 кВт.

Если в расчетном году населенный пункт намечено газифицировать природным газом, то полученную по номограмме нагрузку следует уменьшить на 20 %.

При проектировании внешних сетей напряжением 0,38 кВ расчетные нагрузки на вводе в сельский жилой дом с электроплитами следует принимать равными 6 кВт (с электроплитами и водонагревателями — 7,5 кВт).

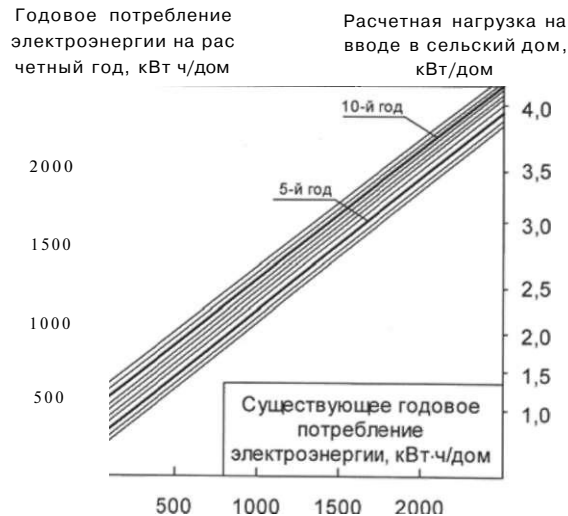


Рис. 1.1. Удельная расчетная нагрузка на вводе в сельский дом и перспективное потребление электроэнергии на внутриквартирные нужды в зависимости от существующего уровня электропотребления

При отсутствии сведений об электропотреблении, а также для вновь электрифицируемых населенных пунктов на вводах в сельские дома принимается следующая расчетная нагрузка:

- 1) для населенных пунктов с преимущественно старой застройкой (60 % домов построены свыше 20 лет назад) - 1,5 кВт (для домов с газификацией) и 1,8 кВт (для домов без газификации);
- 2) для населенных пунктов с преимущественно новой застройкой - 1,8 кВт (для домов с газификацией) и 2,2 кВт (для домов без газификации);
- 3) для вновь строящихся благоустроенных домов в поселках городского типа, в поселках при крупных животноводческих и других комплексах - 4 кВт (для домов с газификацией) и 5 кВт (для домов без газификации).

Определение расчетных нагрузок производственных, общественных, животноводческих помещений и комплексов, коммунальных и прочих потребителей

Расчетные нагрузки этих потребителей определяются по типовым проектам. При этом можно использовать нормы, приведенные

в приложениях 1...9 [3, 4]. Если мощность потребителя отличается от мощности соответствующего потребителя, приведенного в приложении 1 [3, 4], то расчетную нагрузку первого потребителя определяют при помощи экстраполяции или интерполяции.

Расчетная нагрузка на вводах потребителей, которые имеют электроосвещение и до трех силовых электроприемников, приближенно может быть принята равной арифметической сумме их установленных мощностей.

Определение расчетных нагрузок предприятий по переработке сельскохозяйственной продукции

В сельской местности расположены предприятия промышленного типа, занимающиеся переработкой сельскохозяйственной продукции. Это хлебоприемные предприятия, хлебозаводы, мясокомбинаты, молокозаводы, льнозаводы, консервные заводы, а также прочие (кирпичные заводы, леспромхозы, торфопредприятия и т. п.). Расчетные нагрузки этих предприятий можно определить по формуле (1.1), пользуясь данными таблицы 1.1.

$$A_{уд} \cdot n \quad (1.1)$$

где $A_{уд}$ — удельный расход электроэнергии на единицу продукции, кВт·ч;

n — годовое число единиц продукции;

$T_{макс}$ — годовое число часов использования максимума нагрузки, ч.

Полные расчетные мощности дневного и вечернего максимумов нагрузки определяют по формулам:

$$V_{р.д.} = \frac{P_{р.д.}}{C08 < p^d}$$

$$C0_{*}(p^в)$$

где $C08 < p^d$, $C08 < p^в$ — коэффициенты мощностей, соответственно, в дневной и вечерний максимумы нагрузок.

Таблица 1.1

Окончание табл. 1.1

Ориентировочные показатели для определения электрических нагрузок отдельных предприятий в сельской местности

Наименование потребителя	Основной вид продукции	Единица измерения	Потребление электроэнергии в единицу продукции, кВт · ч	Коэффициент мощности при максимальной нагрузке		Количество смен	Годовое число часов использования максимальной нагрузки, ч								
				дневной, C08 p^d	вечерний,										
1	2	3	4	5	6	7	8								
Хлебоприемные предприятия	Зерно	т	2,5...3,5	0,70	0,90	1	1500								
				0,70	0,75	2,3	3000								
Комбинаты хлебобулочных изделий	Хлеб	т	20...40	0,75	0,90	1	1500								
	Мука	т	25...35	0,75	0,80	3	3000								
	Крупа	т	80	0,75	0,80	3	3000								
Макаронные изделия	Макаронные изделия	т	80	0,75	0,80	3	3000								
								Мясокомбинаты	Мясо, колбаса	т	60...75	0,75	0,90	1	1800
									Консервы	тыс. у.б.	50	0,65	0,70	2,3	2500
Молокозаводы	Молоко	т	25	0,75	0,8	1,2	2500								
	Сыр	т	165	0,75	0,85	1	2000								
	Сухое молоко	т	300	0,75	0,80	2	2500								
	Масло	т	100...120	0,75	0,80	1,2, 3	1800... 2500								
Кондитерские фабрики	Кондитерские изделия	т	40	0,65	0,70	3	3000								

1	2	3	4	5	6	7	8
Масложиркомбинаты	Масло растительное	т	135...300	0,75	0,80	1,2	2000... 2500
Пивзаводы	Солод Пиво	тыс. дал	45 950	0,75	0,80	2	2500
				0,75	0,80	2	2500
Консервные заводы	Консервы овощные	тыс. руб.	50	0,70	0,75	2	2500
Заводы безалкогольных напитков	Напитки	тыс. дал	180	0,75	0,80	2	2500
						3	3500
Винзаводы	Вино	тыс. дал	170	0,70	0,90	1	1000
Сахарные заводы	Сахар	т	30...50	0,70	0,75	3	3000
Спиртзаводы	Спирт	дал	0,5...1,8	0,75	0,90	1	2500
				0,75	0,80	2	2500
Предприятия по ремонту сельхозтехники	Ремонт тракторов	тыс. руб.	450	0,70	0,95 0,80	1,2	1600 2300
Льно-и пенькозаводы	Волокно	т	650	0,70	0,90	1	1800
Кирпичные заводы	Кирпич	тыс. шт.	50...80	0,70	0,75	2-3	2500
Леспромпхозы	Лес Пиломатериалы	м ³	15...20	0,70	0,95	1	1500
			40	0,70	0,75	2	3000
Торфопредприятия	Торф	т	15...20	0,75	0,80	3	3000

Определение расчетных нагрузок наружного освещения

Расчетная нагрузка уличного освещения определяется по формуле:

$$P_{р.ул.} = P_{уд} I, \quad (1.2)$$

где $P_{уд}$ — удельная мощность, зависящая от ширины улицы и вида ее покрытия (определяется по таблице 1.2);

I — длина улицы, м.

Таблица 1.2

Нормы нагрузок уличного освещения

Объект	Норма средней освещенности, лк	Рекомендуемые светильники	Удельная мощность установки, Вт/м
Поселковые улицы с асфальтобетонными и переходными типами покрытий, ширина проезжей части:	4	5...7 м	4,5...6,5
		9...12 м	6,0...8,0
	8	5...7 м	11,0
		9...12 м	13,0
Поселковые дороги и улицы с покрытиями простейшего типа, ширина проезжей части:	2	5...7 м	5,5
		9...12 м	7,0
		СПО - 200 НСУ - 200 НКУ - 200	
Улицы и дороги местного значения и пешеходные, шириной:	1	5...7 м	3,0
		9...12 м	4,5
		СПО - 200 НКУ - 200	

Расчетная нагрузка наружного освещения площадей и торговых центров принимается равной $0,5 \text{ Вт/м}^2$ площади.

Нагрузка наружного освещения территории хозяйственных центров (дворов) принимается из расчета 250 Вт на одно помещение и 3 Вт на погонный метр длины периметра хозяйственного двора. Эта нагрузка определяется по формуле:

$$P_{р.х.д} = 250n + 3B, \quad (1.3)$$

где n — число помещений на хозяйственном дворе;

B — периметр хозяйственного двора, м.

Пример 1. Населенный пункт имеет улицы местного значения с шириной проезжей части 6 м. Общая протяженность улиц составляет 1600 м. В центре населенного пункта находится площадь, которая занимает 3000 м^2 . На хозяйственном дворе (периметр 500 м) имеется 8 помещений.

Определить расчетную нагрузку наружного освещения населенного пункта.

Решение.

1. По формуле (1.2) расчетная нагрузка уличного освещения

$$P_{рул} = P_{уд} I = 3 \cdot 1600 = 4800 \text{ Вт} = 4,8 \text{ кВт},$$

где $P_{уд} = 3 \text{ Вт/м}$ (таблица 1.2).

2. Расчетная нагрузка площади

$$P_{р.пл} = 0,5 \cdot 3000 = 1500 \text{ Вт} = 1,5 \text{ кВт}.$$

3. По формуле (1.3) расчетная нагрузка хозяйственного двора

$$P_{р.х.д} = 250n + 3B = 250 \cdot 8 + 3 \cdot 500 = 3500 \text{ Вт} = 3,5 \text{ кВт}.$$

4. Суммарная нагрузка наружного освещения населенного пункта и хозяйственного двора

$$P_{р.} = P_{рул.} + P_{р.пл.} + P_{р.х.д.} = 4,8 + 1,5 + 3,5 = 9,8 \text{ кВт}.$$

Определение расчетной нагрузки электротеплоснабжения

Расчет электрических нагрузок для отопления и вентиляции животноводческих помещений, местного обогрева молодняка, нагрева воды, обогрева инкубаторов и проч. производится по удельным нормам, приведенным в таблице 1.3. Данные нормы составлены с учетом того, что расчетная температура наружного воздуха $t_{н} = -25 \text{ }^\circ\text{C}$. Для районов, у которых расчетная температура на-

ружного воздуха $t^н$ отличается от $-25\text{ }^\circ\text{C}$ ($t^н \neq -25\text{ }^\circ\text{C}$), электротепловая нагрузка уточняется по формуле (1.4):

$$P = P^p \cdot \frac{t^н - t^н}{t^н.p. - t^н} \quad (14)$$

где $t^н$ — расчетная температура наружного воздуха для рассматриваемой зоны, $^\circ\text{C}$;

$t^н$ — граничная температура наружного воздуха, определяющая начало и окончание отопительного сезона (для основных типов животноводческих помещений ее значения приведены в таблице 1.4);

P^p — расчетная температура наружного воздуха, принимаемая в расчетах $-25\text{ }^\circ\text{C}$;

P^p — удельная расчетная электротепловая нагрузка.

Таблица 1.3

Электрические нагрузки отопления и вентиляции животноводческих ферм и помещений, электрообогрева парников и теплиц (при $t^н.p. = -25\text{ }^\circ\text{C}$)

Наименование потребителя	Номер шифра	Удельная максимальная нагрузка, P^p , кВт/ед.	Коэффициент дневного максимума, $K^д$	Коэффициент вечернего максимума, $K^в$	Коэффициент сезонности			
					зима, $K^з$	весна, $K^в$	лето, $K^л$	осень, $K^ос$
1	2	3	4	5	6	7	8	9
Молочная ферма (на 1 корову)	701	0,8	1,0	0,6	1,0	0,4	-	0,2
Ферма нетелей (на 1 голову)	702	0,3	1,0	0,6	1,0	0,4	-	0,2
Откормочник КРС (на 1 место)	703	1,0		0,6	1,0	0,3	-	0,2
Коровник (на 1 голову)	704	0,6	1,0	0,6	1,0	0,4	-	0,2
Репродукторная свиноферма (на 1 свиноматку)	705	1,2	1,0	0,6	1,0	0,5	-	0,3

Окончание табл. 1.3

1	2	3	4	5	6	7	8	9
Откормочная свиноферма (на 1 место)	706	0,25	1,0	0,6	1,0	0,3	-	0,2
Свинарник - маточник (на 1 свиноматку)	707	1,2	1,0	0,6	1,0	0,5	-	0,3
Свинарник - откормочник (на 1 место)	708	0,24	1,0	0,6	1,0	0,3	-	0,2
Парники с электрообогревом (на 1 кв. метр)	751	0,05	0,6	0,5	0,3	1,0	-	-
Теплицы с электрообогревом, пленочные или стеклянные (на 1 кв. метр):	755	0,02	0,6	0,5	0,3	1,0	-	-
	756		0,6	0,5	1,0	1,0	-	0,3
	757		0,3	0,6	0,5	1,0	0,6	-

Значения граничных температур воздуха, определяемые началом (окончанием) отопительного сезона, для основных типов зданий, используемых в сельском хозяйстве, приведены в таблице 1.4.

Таблица 1.4

Граничные температуры наружного воздуха для животноводческих и птицеводческих зданий

Типы зданий	Группы животных	Граничная температура, $^\circ\text{C}$.
Свинарники-откормочники	Поросята (до 100 кг)	-4
Свинарники-маточники	Свиноматки тяжелосупоросные и с подсосными поросятами, поросятами-отъемышами и ремонтный молодняк	5
	Свиноматки холостые и легкосупоросные	0
Коровники беспривязного содержания	Коровы на глубокой подстилке	-15
	Молодняк	-10
Коровники привязного и боксового содержания	Коровы дойные	-5
	Телята (до 100 кг)	0
	Телята (100...200 кг)	-2

Пример 2. Определить электротепловую нагрузку отопления и вентиляции молочно-товарной фермы на 400 голов при расчетной температуре наружного воздуха $t_{н.р} = -20$ °С.

Решение.

По таблице 1.3 принимаем удельную максимальную нагрузку на одну корову 0,8 кВт (шифр нагрузки 701). Тогда электротепловая нагрузка фермы на 400 голов при расчетной температуре $t_{н.р} = -25$ °С будет

$$P_p = 0,8 \cdot 400 = 320 \text{ кВт.}$$

Основными потребителями электрического тепла на ферме являются коровники. Граничная температура для них по таблице 1.4 равна $t_{г} = -5$ °С.

Расчетная нагрузка при температуре $t_{н.р} = -20$ °С по формуле (1.4) будет равна

$$P = P_p \cdot \frac{t_{н.р} - t_{г}}{-25 - (-5)} = 320 \cdot \frac{-20 - (-5)}{-25 - (-5)} = 240 \text{ кВт.}$$

1.4. Нагрузки комплексов по промышленному производству сельскохозяйственной продукции

Расчетные нагрузки комплексов по промышленному производству сельскохозяйственной продукции, а также зданий и сооружений во вновь разрабатываемых типовых проектах определяются одним из следующих способов:

- 1) по суточному графику нагрузок;
- 2) по установленной мощности электроприемников;
- 3) методом упорядоченных диаграмм;
- 4) по данным замеров на введенных в строй объектах, которые идентичны проектируемым.

Определение расчетной нагрузки по сменному или суточному графику нагрузок

При наличии в проекте здания или сооружения со сменным или суточным графиком работы силового, нагревательного и осветительного электрооборудования строится сменный или суточный

график электрических нагрузок этого оборудования. На основании данного графика определяется получасовой максимум нагрузки с учетом средних коэффициентов загрузки электроприемников. Значения этих коэффициентов приведены в таблице 1.5.

Для получения получасового максимума на построенном суточном графике нагрузок берется участок, где эквивалентная мощность в течение получаса будет наибольшей.

Если максимальная мощность длится более 0,5 ч, то расчетная мощность равна максимальной

$$P_{р макс}$$

Таблица 1.5

Средние значения коэффициентов загрузки

Наименование токоприемников	Коэффициент загрузки
1. Кормоприготовительные машины: измельчение зерновых измельчение сочных кормов и корнеплодов измельчение грубых кормов	0,8 0,6 0,5
2. Транспортёры: скребковые шнековые	0,7 0,4
3. Смесители кормов	0,6
4. Кормораздатчики	0,5
5. Доильные установки	0,8
6. Вентиляторы	0,6...0,8
7. Навозоуборочные транспортёры	0,5
8. Насосы, компрессоры	0,7
9. Нагревательные установки	1,0
10. Осветительные электроустановки	1,0

Если максимум нагрузки на графике длится менее получаса, то значение эквивалентной мощности определяется по формуле:

$$P^1 I^1 + P^2 I^2 + \dots + P^n I^n \quad (1.5)$$

$$I^X + I^2 + \dots$$

где P_1, P_2, \dots, P_n значения нагрузки в период получасового максимума;

t_1, t_2, \dots, t_n — продолжительность каждого значения нагрузки

$(t_1, t_2, \dots, t_n) = 0,5$ ч.

Тогда

$$P_p = P_{эк}$$

Полная расчетная нагрузка

(1.6)

$C_{08\phi}$

где $C_{08\phi}$ — коэффициент мощности (определяется из таблицы 1.6).

Таблица 1.6

Коэффициенты мощности сельскохозяйственных потребителей трансформаторных подстанций 10/0,4 кВ

Потребители, трансформаторные подстанции	Коэффициент мощности ($C_{08\phi}$) и коэффициент реактивной мощности ($\cos \phi$) при максимальной нагрузке			
	дневной		вечерний	
	$C_{08\phi}$	$\cos \phi$	$C_{08\phi}$	$\cos \phi$
1	2	3	4	5
Животноводческие и птицеводческие помещения	0,75	0,89	0,85	0,62
Те же помещения с обогревом	0,92	0,43	0,96	0,29
Отопление и вентиляция животноводческих помещений	0,99	0,5	0,99	0,15
Кормоцеха	0,75	0,88	0,78	0,80
Зерноочистительные токи, зернохранилища	0,7	1,02	0,75	0,88
Установки орошения и дренажа почвы	0,80	0,75	0,80	0,75
Парники и теплицы с электрообогревом	0,92	0,43	0,96	0,29
Мастерские, тракторные станы, гаражи для машин	0,7	1,02	0,75	0,88
Мельницы, маслобойки	0,8	0,75	0,85	0,62
Цеха по переработке сельскохозяйственной продукции	0,75	0,88	0,80	0,75

1	2	3	4	5
Общественные учреждения и коммунальные предприятия	0,85	0,62	0,90	0,48
Жилые дома без электроплит	0,90	0,48	0,93	0,40
Жилые дома с электроплитами и водонагревателями	0,92	0,43	0,96	0,29
Трансформаторные подстанции 10/0,4 кВ с нагрузкой:				
производственной	0,70	1,02	0,75	0,88
коммунально-бытовой	0,90	0,48	0,92	0,43
смешанной	0,80	0,75	0,83	0,67

Пример 3. Определить расчетную нагрузку кормоцеха фермы КРС на 400 голов производительностью 7 тонн корма в смену. Типы рабочих машин, наименование операций, мощность электродвигателей и технологический график работы цеха за смену приведены в таблице 1.7.

Потребляемая мощность электродвигателей рабочих машин определяется по формуле:

$$P_{I_э}$$

где P_y - установленная мощность электродвигателя, кВт;

η - коэффициент полезного действия;

$k_э$ - средний коэффициент загрузки электродвигателя при данной технологической операции.

На основании сменного технологического графика работы цеха построим суточный график электрических нагрузок кормоцеха (рис. 1.2). Для этого на оси ординат отложим значения потребляемой мощности каждым токоприемником, а по оси абсцисс - продолжительность работы машины.

Таблица 1. 7

Сменный график работы кормоцеха фермы КРС на 400 голов производительностью 7 тонн в смену

Наименование технологической операции	Наименование рабочей машины	Установленная мощность, P _у , кВт	Коэффициент полезного действия, η	Коэффициент загрузки установки, k _з	Потребляемая мощность, P ^п кВт	Количество продукции, т	Производительность, т/ч	Длительность работы, ч	Длительность рабочей смены, ч						
									1	2	3	4	5	6	
1. Освещение	-	2,0		1,0	2,0	-	-	5,8	-	-	-	-	-	-	-
2. Снабжение паром	Универсал	2,0	0,79	0,7	1,77	-	1,2	2,7	-	-	-	-	-	-	-
3. Измельчение соломы	РСС-6Б	17,0	0,88	0,8	15,4	1,8	2,0	0,9	-	-	-	-	-	-	-
4. Подача сеной муки	ПСМ-10	2,2	0,81	0,7	1,9	1,8	4,0	0,5	-	-	-	-	-	-	-
5. Загрузка соломы	Транспортер	1,5	0,79	0,75	1,42	1,8	4,0	0,5	-	-	-	-	-	-	-
6. Подача корнеплодов	ТК-5Б	3,7	0,8	0,8	3,7	2,8	4,0	0,75	-	-	-	-	-	-	-
7. Измельчение корнеплодов	ИКС-5А	8,5	0,85	0,85	8,5	2,8	4,0	0,75	-	-	-	-	-	-	-
8. Подача концентрированных кормов	ПК-6	2,6	0,77	0,7	2,37	0,6	5,0	0,1	-	-	-	-	-	-	-
9. Приготовление кормов	С-12	13,6	0,84	0,8	13,0	7,0	-	3,6	-	-	-	-	-	-	-
10. Выгрузка кормов	ШВС-40	2,2	0,81	0,75	2,04	7,01	15,0	0,7	-	-	-	-	-	-	-
	ТС-40М	3,0	0,83	0,75	2,72	3,3	15,0	0,7	-	-	-	-	-	-	-
11. Удаление грязи		3,0	0,8	0,9	3,36	4,0	16,0	0,5	-	-	-	-	-	-	-

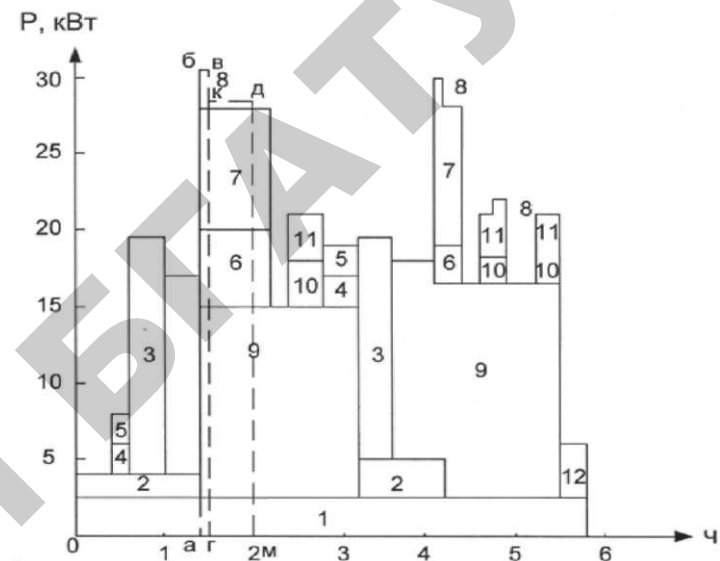


Рис. 1.2. Сменный график электрических нагрузок кормоцеха фермы крупного рогатого скота на 400 голов

Из графика видно, что максимальная нагрузка длится около двух часов (участок а-м).

Определим эквивалентную мощность по формуле (1.5).

$$P_{\text{экв}} = \sqrt{\frac{P_{\text{аг}}^2 \cdot t_{\text{аг}} + P_{\text{дм}}^2 \cdot t_{\text{дм}}}{t_{\text{аг}} + t_{\text{дм}}}} = \sqrt{\frac{29,5^2 \cdot 0,1 + 27,2^2 \cdot 0,4}{0,1 + 0,4}} = 27,67 \text{ кВт.}$$

Расчетная активная нагрузка $P^p = 27,67$ кВт. Полная расчетная нагрузка определяется по формуле (1.6):

$$I_p = \frac{P^p}{0,08^{\wedge}} = \frac{27,67}{0,75} = 36,9 \text{ кВ-Л,}$$

где $0,08^{\wedge} = 0,75$ принято по таблице 1.6 для дневного максимума нагрузки.

Определение расчетной нагрузки по установленной мощности электроприемников

При отсутствии технологического графика работы оборудования допускается определять расчетную нагрузку по установленной мощности электроприемников. При этом необходимо пользоваться формулой:

$$P_{\text{р}} = \frac{\sum_{i=1}^n P_{\text{к}} \cdot \kappa_i \cdot I_i}{0,5} \quad (1.7)$$

где $P_{\text{р}}$ — установленная паспортная мощность каждого из n электроприемников, участвующих в формировании максимальной нагрузки и работающих во время ожидаемого максимума нагрузки более 0,5 часа, кВт;

κ_i — средний коэффициент загрузки электроприемника по активной мощности, представляющий собой отношение потребляемой мощности при выполнении данной операции к установленной мощности (табл. 1.5);

$P_{\text{ум}}$ — установленная мощность каждого из m электроприемников, участвующих в формировании максимальной нагрузки и работающих во время максимума нагрузки менее 0,5 часа, кВт;

I — длительность непрерывной работы каждого из электроприемников мощностью $P_{\text{ум}}$ ($I < 0,5$), ч.

Для выявления электроприемников, которые участвуют в формировании максимума нагрузки, производится анализ технологического процесса. Определяется мощность электроприемников и продолжительность их работы, последовательность выполнения операций и организация работ. При этом следует принимать во внимание не предельно возможный случай, когда одновременно включено наибольшее число электроприемников, а наиболее вероятный набор электроприемников, которые формируют максимум нагрузки при нормальной эксплуатации.

Пример 4. Определить расчетную нагрузку кормоцеха производительностью 7 тонн в смену фермы КРС на 400 голов по установленной мощности электроприемников. Перечень операций, про-

должительность их выполнения, установленная мощность электроприемников и другие данные, необходимые при расчете, приведены в таблице 1.7.

Решение.

Анализ технологического процесса показывает, что в формировании максимума нагрузки участвуют следующие технологические операции:

- 1) освещение;
- 2) подача корнеплодов;
- 3) измельчение корнеклубнеплодов;
- 4) подача концентрированных кормов;
- 5) приготовление кормов.

Продолжительность всех операций (кроме подачи концентрированных кормов) составляет более 0,5 ч.

Расчетную активную нагрузку определяем по формуле (1.7):

$$P_{\text{р}} = \frac{P_1 \kappa_1 I_1 + P_6 \kappa_6 I_6 + P_7 \kappa_7 I_7 + P_9 \kappa_9 I_9 + P_8 \kappa_8 I_8}{0,5} = \frac{2 \cdot 1 \cdot 3,7 \cdot 0,8 + 8,5 \cdot 0,85 + 13,6 \cdot 0,8 + 2,6 \cdot 0,7 \cdot 0,1}{0,5} = 27,67 \text{ кВт.}$$

Полная расчетная нагрузка (с учетом $C_{08} \phi = 0,75$)

$$P_{\text{р}} = \frac{27,67}{0,75} = 36,9 \text{ кВт-А.}$$

Расчет электрических нагрузок методом упорядоченных диаграмм

Этот метод основан на анализе физических связей между показателями групповых и индивидуальных графиков нагрузок и использованием теории вероятностей. Его также называют методом коэффициента максимума.

Метод упорядоченных диаграмм имеет широкое применение и положен в основу «Указаний по определению электрических нагрузок в промышленных установках» [5]. В сельскохозяйственном производстве этим методом определяют расчетные электрические нагрузки механических мастерских, ремонтных цехов,

насосных и компрессорных станций, зданий и сооружений животноводческих комплексов, аналогичных по составу оборудования и режиму работы промышленным установкам. Расчетная активная нагрузка группы электроприемников с переменным графиком нагрузки определяется по средней мощности и коэффициенту максимума по формуле:

$$P_p = \kappa_M P_{см} = \kappa_M \kappa_U \sum P_n, \quad (18)$$

где κ^M — коэффициент максимума нагрузки;

$P_{см}$ — средняя нагрузка за максимально загруженную смену;

κ^U — коэффициент использования;

P_n — номинальная мощность электроприемника;

n — количество электроприемников в группе.

Средняя нагрузка за максимально загруженную смену

$$P_{см} = \frac{Ж}{\tau_{см}}, \quad (19)$$

где $Ж^{см}$ — количество электроэнергии, израсходованной за максимально загруженную смену, кВт-ч;

$\tau_{см}$ — продолжительность смены, ч.

Коэффициент использования представляет собой отношение средней мощности за наиболее нагруженную смену к номинальной мощности электроприемников, т. е.

$$\kappa = \frac{P_{ср}}{P_n}. \quad (1.10)$$

Коэффициент использования определяется по таблице 1.8.

Коэффициент использования и коэффициент мощности промышленного оборудования

Группы электроприемников	Электрические приемники	κ_U	С08ф
Электродвигатели, хо-рошо загруженные и непрерывно работающие	Вентиляторы, насосы, компрессоры, двигатели-генераторы и т. п.	0,65	0,80
Электродвигатели механизмов непрерывного транспорта	Транспортеры, конвейеры, элеваторы и сборки-роторные с ними механизмы	0,60	0,70
Электродвигатели повторно-кратковременного режима работы	Краны, кран-балки, тельферы и т. п.	0,06	0,45
Электрические печи	Печи сопротивления, нагревательные аппараты, сушильные камеры периодического действия	0,55	0,95
Электрическое освещение	Осветительные установки	0,80...0,85	1,00

Зная κ^U и суммарную нагрузку электроприемников, найдем $P_{см}$ по формуле (1.10):

$$P_{см} = \kappa_U \sum_{i=1}^n P_n. \quad (1.11)$$

Коэффициент максимума активной мощности κ^M определяется в зависимости от значения коэффициента использования эффективного числа группы электроприемников $n^э$. Зависимость $\kappa^M = K(\kappa^U, n^э)$ приводится в виде формул, кривых и таблиц (табл. 1.9).

Таблица 1.9

Коэффициент максимума нагрузки

Эффективное число электроприемников $n^Э$

Значения коэффициента максимума нагрузки $\kappa_{\text{и}}$

	$\kappa_{\text{и}} = 0,1$	$\kappa_{\text{и}} = 0,15$	$\kappa_{\text{и}} = 0,2$	$\kappa_{\text{и}} = 0,3$	$\kappa_{\text{и}} = 0,4$	$\kappa_{\text{и}} = 0,5$	$\kappa_{\text{и}} = 0,6$	$\kappa_{\text{и}} = 0,7$	$\kappa_{\text{и}} = 0,8$	$\kappa_{\text{и}} = 0,9$
4	3,43	3,11	2,64	2,14	1,87	1,65	1,46	1,29	1,14	1,05
5	3,23	2,87	2,42	2,0	1,76	1,57	1,41	1,26	1,12	1,04
6	3,04	2,64	2,24	1,88	1,66	1,51	1,37	1,23	1,10	1,04
7	2,88	2,48	2,10	1,80	1,58	1,45	1,33	1,21	1,09	1,04
8	2,72	2,31	1,99	1,72	1,52	1,40	1,30	1,20	1,08	1,04
9	2,56	2,20	1,90	1,65	1,47	1,37	1,28	1,18	1,08	1,03
10	2,42	2,10	1,84	1,60	1,43	1,34	1,26	1,16	1,07	1,03
12	2,24	1,96	1,75	1,52	1,36	1,28	1,25	1,15	1,07	1,03
14	2,10	1,85	1,67	1,45	1,32	1,25	1,20	1,13	1,07	1,03
16	1,99	1,77	1,61	1,41	1,28	1,23	1,18	1,12	1,07	1,03
18	1,91	1,70	1,55	1,37	1,26	1,21	1,16	1,11	1,06	1,03
20	1,84	1,65	1,50	1,34	1,24	1,20	1,15	1,11	1,06	1,03
25	1,71	1,55	1,40	1,28	1,21	1,17	1,14	1,10	1,06	1,03
30	1,62	1,46	1,34	1,24	1,19	1,16	1,13	1,10	1,05	1,03
35	1,56	1,41	1,30	1,21	1,17	1,15	1,12	1,09	1,05	1,02
40	1,50	1,37	1,27	1,19	1,15	1,13	1,12	1,09	1,05	1,02
45	1,45	1,33	1,25	1,17	1,14	1,12	1,10	1,08	1,04	1,02
50	1,40	1,30	1,23	1,16	1,13	1,11	1,09	1,08	1,04	1,02
60	1,32	1,25	1,19	1,14	1,12	1,11	1,09	1,07	1,03	1,02
70	1,27	1,22	1,17	1,12	1,10	1,10	1,08	1,06	1,03	1,02
80	1,25	1,20	1,15	1,11	1,10	1,10	1,08	1,06	1,03	1,02
90	1,23	1,18	1,13	1,10	1,09	1,09	1,07	1,05	1,02	1,02
100	1,21	1,17	1,12	1,10	1,08	1,08	1,07	1,05	1,02	1,02
120	1,19	1,16	1,12	1,09	1,07	1,07	1,06	1,05	1,02	1,02
140	1,17	1,15	1,11	1,08	1,06	1,06	1,05	1,05	1,02	1,02
160	1,16	1,13	1,10	1,08	1,05	1,05	1,05	1,04	1,02	1,02
180	1,16	1,12	1,10	1,08	1,05	1,05	1,05	1,04	1,01	1,01
200	1,15	1,12	1,09	1,07	1,05	1,05	1,05	1,04	1,01	1,01
220	1,14	1,12	1,08	1,07	1,05	1,05	1,05	1,04	1,01	1,01
240	1,14	1,11	1,08	1,07	1,05	1,05	1,05	1,03	1,01	1,01
260	1,13	1,11	1,08	1,06	1,05	1,05	1,05	1,03	1,01	1,01
280	1,13	1,10	1,08	1,06	1,05	1,05	1,05	1,03	1,01	1,01
300	1,12	1,10	1,07	1,06	1,04	1,04	1,03	1,01	1,01	1,01

Эффективное число группы электроприемников $n^Э$ есть число однородных по режиму работы электроприемников одинаковой мощности, которое обуславливает то же значение расчетного максимума нагрузки, что и группа различных по мощности и режиму работы электроприемников. Эффективное число электроприемников определяется по формуле:

$$n^Э = \frac{P}{P_{\text{н.и}}} \quad (1.12)$$

Если все приемники группы имеют одинаковую номинальную мощность $P_{\text{н}}$, то

$$n^Э = \frac{(n P_{\text{н.и}})^2}{n P_{\text{н.и}}} \quad (1.13)$$

Если все приемники имеют различные номинальные мощности $P_{\text{н.и}}$, то

$$n^Э > n$$

Определение $n^Э$ по формуле (1.12) рекомендуется производить тогда, когда число электроприемников в группе не превышает пяти. При большем числе электроприемников в группе использование формулы (1.12) затруднительно и в этом случае рекомендуется пользоваться упрощенными способами. При этом погрешность расчетов не должна превышать допустимого значения $\pm 10\%$.

Используются следующие способы упрощенного вычисления эффективного числа электроприемников $n^Э$:

1. При количестве фактических приемников в группе четыре и более допускается считать, что эффективное число равно фактическому количеству ($n^Э = n$) при условии, если отношение

$$m = \frac{P_{\text{н.макс}}}{P_{\text{н.мин}}} < 3 \quad (1.14)$$

где $P_{n \max}$, $P_{n \min}$ — наименьшие активные мощности соответственно наибольшего и наименьшего по мощности электроприемника в группе.

При определении величины $n^э$ могут быть исключены из расчета те наименьшие по мощности электроприемники группы, суммарная наименьшая мощность которых не превышает 5 % суммарной номинальной мощности всей группы. Число исключенных приемников не учитывается также и в величине n .

2. Если отношение $m > 3$ и коэффициент использования $K^И > 0,2$, то эффективное число электроприемников

$$n^э = \frac{P_{n \max}}{P_{n \min}} \quad (1.15)$$

где $P_{n \max}^н$ — номинальная мощность наибольшего по мощности электроприемника из группы приемников.

Если рассчитанное по этой формуле $n^э$ окажется большим, чем фактическое, то следует принимать $n^э = n$.

3. При невозможности использования упрощенных способов расчета $n^э$, изложенных выше (т. е. при $m > 3$ и $K^И < 0,2$), определение $n^э$ производится по кривым [1,5].

Расчетная реактивная нагрузка группы электроприемников с переменным графиком нагрузки принимается равной:

$$b^ср = \frac{b^ср_{max}}{10} \quad (1.16)$$

при $n^э > 10$

$b^ср$ (2см)

где $b^ср$ — средняя реактивная нагрузка за максимально загруженную смену.

При небольшом эффективном числе электроприемников ($n^э < 4$) расчетную нагрузку рекомендуется определять упрощенными способами:

1. Если $n^э < 3$, то расчетная нагрузка группы электроприемников принимается равной сумме их номинальных мощностей:

$$P_{группы} = P_1 + P_2 + \dots + P_n \quad (1.17)$$

1 1

Значения $Id\phi^n$ при отсутствии данных может быть принято для двигателей с длительным режимом работы 0,75, а для двигателей с повторно кратковременным режимом — 0,88.

2. Если число фактических электроприемников в группе больше трех ($n > 3$), а число эффективных меньше четырех ($n^э < 4$), то расчетная нагрузка принимается равной сумме произведений номинальных мощностей на характерные для этих приемников коэффициенты загрузки $k^э$:

$$P_{группы} = P_1 k_1^э + P_2 k_2^э + \dots + P_n k_n^э \quad (1.18)$$

а

1 1

При отсутствии сведений $k^э$ и $Id\phi^n$ можно принять их среднее значения:

$k^э = 0,9$ и $Id\phi^n = 0,75$ - для электроприемников с длительным режимом;

$k^э = 0,75$ и $Id\phi^n = 1$ - для электроприемников с повторно-кратковременным режимом.

Для группы электроприемников длительного режима работы практически с постоянным графиком нагрузки ($K^И > 0,6$, коэффициент включения $k = 1$ и коэффициент заполнения графика нагруз-

ки по активной мощности за наиболее загруженную смену $\kappa^{31} > 0,9$) коэффициент максимума может быть принят равным единице ($\kappa^M = 1$). Расчетная нагрузка такой группы электроприемников равна средней нагрузке за наиболее загруженную смену:

$$P = P \cdot \kappa^M \quad (1.19)$$

К электроприемникам с практически постоянным графиком нагрузки относятся насосы, вентиляторы, компрессоры, нагревательные приборы, печи сопротивления и др. Выявление этих электроприемников производится по данным эксплуатации или обследования. Если таких данных нет, то все электроприемники относятся к электроприемникам с переменным графиком нагрузки.

Расчетная нагрузка осветительных электроприемников определяется по формуле:

$$\kappa^{CO} P_{но} \quad (1.20)$$

где κ^{CO} — коэффициент спроса освещения;

$P_{но}$ — установленная мощность осветительных электроприемников.

Коэффициент спроса освещения κ^{CO} принимается:

- 1,00 - для малых производственных зданий;
- 0,95 - для производственных зданий, состоящих из отдельных крупных пролетов;
- 0,85 - для производственных зданий, состоящих из отдельных помещений.

Порядок определения расчетной нагрузки

1. Все электроприемники разделяют на две группы: с переменным режимом и с практически постоянным режимом работы.

2. В зависимости от исходных данных по формуле (1.9) или (1.11) определяют активные среднесменные нагрузки по каждой группе в отдельности $P_{см1}, P_{см2}$.

3. Используя формулы (1.12)...(1.15), определяют для каждой группы эффективное число электроприемников ($n^{э1}$ и $n^{э2}$).

4. Зная коэффициент использования и эффективное число электроприемников, по таблице 1.9 находят для первой группы электроприемников коэффициент максимума нагрузки κ^{M1} . Для второй группы электроприемников (практически постоянный режим работы) можно принять $\kappa^{M2} = 1$.

5. По формулам (1.8) или (1.17), (1.18) определяют расчетную активную нагрузку каждой группы электроприемников ($P_{р1}$ и $P_{р2}$).

6. По имеющимся исходным данным об установленной мощности освещения $P_{но}$ и его коэффициенте спроса κ^{CO} по формуле (1.20) определяют расчетную нагрузку осветительных электроприемников $P_{р.о}$.

7. Суммируют расчетную активную нагрузку групп электроприемников по формуле:

$$P = P_{р1} + P_{р2} + P_{р.о}$$

8. Определяют реактивную среднесменную нагрузку по каждой группе:

$$Q_{см1} = P_{см1} \cdot \tan \phi_{см1}$$

$$Q_{см2} = P_{см2} \cdot \tan \phi_{см2}$$

9. Определяют расчетную реактивную нагрузку по первой группе приемников в зависимости от $\cos \phi$:

$$Q_{р1} = 1,1(Q_{см1} \text{ при } \cos \phi_{э1} < 10;$$

$$Q_{р1} = 2 Q_{см1} \text{ при } \cos \phi_{э1} > 10.$$

10. Определяют расчетную реактивную нагрузку по второй группе приемников по формуле (1.19):

$$Q_{р2} = P_{р2} \cdot \tan \phi_{см2}$$

11. Суммируют расчетные реактивные нагрузки групп электроприемников:

$$b_p = b_{p1} + b_{p2}.$$

12. Определяют полную расчетную нагрузку:

$$(1.21)$$

Полученное значение полной расчетной мощности S_p относится к получасовому максимуму и может быть использовано для выбора проводников, кабелей, шин и т. п. с постоянной времени нагрева $T^o < 10$ мин.

Для участков электрических сетей, сечения которых превышает 35 мм^2 , $T^o > 10$ мин. Поэтому расчетные нагрузки следует определять не по получасовому максимуму, а по максимуму большей продолжительности. В этих случаях коэффициент максимума продолжительностью I определяется по формуле:

$$\kappa^M = 1 + \frac{\kappa_{M,-1}}{I/a} \quad (1.22)$$

где $a = \frac{I}{30}$.

Интервалы определения I принимают кратными 30 мин, т. е. 60, 90, 120, 150 мин. (соответственно у $I/a = 1,41; 1,73; 2,00; 2,24$).

При $T^o > 10$ мин. в качестве расчетной нагрузки принимается

$$(1.23)$$

Без значительной погрешности можно допустить, что

$$S_p = \frac{M \cdot I}{7,5} \quad (1.24)$$

Пример 5. Определить расчетную полную нагрузку центральной ремонтной мастерской (ЦРМ) хозяйства по ремонту и обслуживанию 100 тракторов. В мастерской находится следующее оборудование:

1. Станок токарно-винторезный мощностью 10,9 кВт (2 шт.).
2. Станок вертикально-сверлильный мощностью 3,1 кВт (1 шт.).
3. Станок обдирочно-шлифовальный мощностью 4,6 кВт (1 шт.).
4. Станок универсальный фрезерный мощностью 9,3 кВт (1 шт.).
5. Станок настольный сверлильный мощностью 0,6 кВт (4 шт.).
6. Молот кузнечный мощностью 7 кВт (1 шт.).
7. Стенд обкаточно-тормозной мощностью 55 кВт (1 шт.).
8. Стенд мощностью 22 кВт для испытания гидроагрегатов (1 шт.).
9. Стенд универсальный мощностью 4 кВт для испытания различных узлов тракторов (4 шт.).
10. Стенд мощностью 1,5 кВт для притирки клапанов, раскоксовывания форсунок (2 шт.).
11. Комплект оснастки мощностью 4,7 кВт для ремонта рукавов высокого давления (1 шт.).
12. Стенд мощностью 15 кВт для обкатки основных узлов (1 шт.).
13. Установка мощностью 2,2 кВт для резки листового металла, заготовок, древесины (3 шт.).
14. Установка мощностью 10 кВт для промывки системы смазки (1 шт.).
15. Компрессор мощностью 5,2 кВт (2 шт.).
16. Кран одноблочный мощностью 5,7 кВт при ПВ = 25 % (2 шт.).
17. Пост сварочный мощностью 9,6 кВт (1 шт.).
18. Вентилятор мощностью 7,5 кВт (2 шт.).
19. Насос водоснабжения мощностью 13 кВт (2 шт.).
20. Освещение мастерской мощностью 15 кВт.

Решение.

1. Разделим все электроприемники на две группы. К первой группе отнесем электроприемники с переменным режимом работы ($\kappa^u < 0,6$): станки, стенды, краны, сварочный пост, молот кузнечный (позиции 1...14, 16 и 17). Ко второй группе отнесем электроприемники с практически постоянным режимом работы ($\kappa^u > 0,6$): компрессоры, вентиляторы, насосы водоснабжения, освещение (позиции 15, 18, 19, 20).

2. Определим активные сменные нагрузки по каждой группе электроприемников.

Мощность кранов приведем к ПВ = 1:

$$P_{н16} = P_{н дЛв} = 7,5 \cdot 70 : 25 = 3,75 \text{ кВт.}$$

Общая мощность одинаковых по технологическим признакам электроприемников определяется произведением мощности одного на их количество; мощность группы электроприемников — сложением мощностей отдельных электроприемников группы, а итоговый результат — сложением мощностей групп.

Суммарная номинальная мощность электроприемников первой группы

$$\begin{aligned} \sum_{i=1}^n P_{нi} &= 21,8 + 3,1 + 4,6 + 9,3 + 2,4 + 7,0 + 55,0 + 22,0 + 4,0 + \\ &+ 3,0 + 15,0 + 4,7 + 6,6 + 10,0 + 7,5 + 9,6 = 185,6 \text{ кВт.} \end{aligned}$$

Суммарная номинальная мощность электроприемников второй группы

$$\sum_{i=1}^n P_{нi} = 10,4 + 15 + 26 = 51,4 \text{ кВт.}$$

Осветительная нагрузка суммируется с нагрузкой обеих групп отдельно.

Для упрощения расчетов эффективного числа электроприемников $n^{\text{э}}$ исключим электроприемники, номинальная мощность которых не превышает 5 % суммарной номинальной мощности всей группы.

По первой группе

$$\sum_{i=1}^n P_{нi} - 0,05 = 185 - 0,05 = 9,25 \text{ кВт.}$$

По второй группе

$$\sum_{i=1}^n P_{нi} - 0,05 = 51,4 - 0,05 = 2,57 \text{ кВт.}$$

Исключим только из первой группы электроприемники, мощность которых меньше 9,25 кВт. Результаты расчетов заносим в таблицу 1.10.

Определим значение m для первой группы:

$$m = \frac{P_{н \text{ макс}}}{P_{н. \text{ м}} n} = \frac{55}{5 \cdot 9} > 3$$

Для второй группы

$$m = \frac{P_{н \text{ макс}}}{P_{н. \text{ м}}} = \frac{21}{5,2} = 2,5 < 3.$$

По таблице 1.8 определяем коэффициент использования для каждого вида электроприемников. Результат занесем в таблицу 1.10

Коэффициент использования группы электроприемников определяется по формуле:

$$K = \frac{\sum P_{нi}}{P_{н. \text{ м}} n}$$

Тогда для первой группы

$$K_1 = \frac{0,14(21,8 + 9,3) + 0,22(25 + 22 + 10 + 15) + 0,3 \cdot 9,6}{21,8 + 9,3 + 55 + 22 + 15 + 10 + 9,6} = 0,21;$$

для второй группы

$$K_2 = \frac{0,65(10,4 + 15,0 + 26,0)}{10,4 + 15,0 + 26,0} = 0$$

По формуле (1.11) суммарная активная нагрузка по каждому виду потребителей за наиболее загруженную смену

$$P_{см} = K_{и} \sum_{i=1}^n P_{нi}$$

По станкам

$$P_{см.с} = 0,14(21,8 + 9,3) = 4,35 \text{ кВт.}$$

По стендам

$$P_{см.ст} = 0,22(55 + 22 + 15) = 20,24 \text{ кВт.}$$

По установкам

$$P_{см.у.} = 0,22 \cdot 10 = 2,2 \text{ кВт.}$$

По посту сварочному

$$P_{см.п} = 0,3 \cdot 9,6 = 2,88 \text{ кВт.}$$

Суммарная активная нагрузка по первой группе электроприемников

$$P_{см.1} = P_{см.с} + P_{см.ст} + P_{см.у.} + P_{см.п} = 4,35 + 20,24 + 2,2 + 2,88 = 29,67 \text{ кВт.}$$

Суммарная активная нагрузка по второй группе электроприемников

$$P_{см.2} = k_{и} \prod_{i=1}^n P_{и} = 0,65(10,4 + 15,0 + 26,0) = 33,41 \text{ кВт.}$$

3. Определим для каждой группы эффективное число электроприемников.

Поскольку для первой группы $m > 3$ и $k^u > 0,2$, то по формуле (1.15)

$$n_{э1} = \frac{n}{P_{и. макс}} = \frac{55}{11} = 5$$

Поскольку для второй группы $m < 3$, то $n_{э2} = n = 6$.

4. По таблице 1.9 в зависимости от $n_{э1} = 5$ и $k^{н1} = 0,21$ определим для первой группы электроприемников коэффициент максимума нагрузки $k^{м.1} = 2,04$. Для второй группы электроприемников

$$k_{м.2} = 1.$$

Таблица 1.10

Расчет электрических нагрузок электроприемников (ЭП) по группам

Группы электроприемников	Кол-во ЭП, п	Наминальная мощность, кВт		$t = \frac{P_{н. макс}}{P_{н. мин}}$	$\cos \phi$	Суммарная среднесменная нагрузка		Пь	Максимальная нагрузка		Полная нагрузка, кВ'А	
		одного ЭП	общая			Рсм, кВт	кВ'Ар		РР, кВт	О, квар		8р, кВт'А
Первая группа электроприемников												
1. Станки	2 1	10,9 9,3	21,8 9,3		0,14 0,6 1,33	4,35	5,79					
2. Стенды	1 1 1	55 22 15	55 22 15		0,65 1,17	20,24	23,68					
3. Установки	1		10			2,2	2,57					
4. Пост сварочный	1		9,6		0,65 1,17	2,88	3,37					
Всего	8	55,0 9,3	142,7	5,9		29,67	35,41	5	2,04	61,13	38,95	72,48
Вторая группа электроприемников												
5. Компрессоры	2	5,2	10,4		0,8 0,75	6,76	5,07					
6. Вентиляторы	2	7,5	15,0			9,75	7,31					
7. Насосы водо- снабжения	2	13,0	26,0			16,90	12,67					
Всего	6	13,0	51,40	0,65		33,41	25,05	6	1	33,41	25,0	5
Освещение			15,0							14,25		41,76
Итого	14		209,1	0,3		63,08	60,46	12,5		108,79	64,0	126,2

5. По формуле (1.8) расчетная активная нагрузка первой группы

$$P_{p.1} = \sum_{i=1}^n P_{Rn.i} = 2,04 + 0,21 + 142,7 = 144,95 \text{ кВт.}$$

Второй группы

$$P_2 = \sum_{i=1}^n P_2 = 1 + 0,65 + 51,4 = 53,05 \text{ кВт.}$$

6. Расчетная нагрузка осветительных электроприемников по формуле (1.20)

$$P_{p.0} = \sum_{i=1}^n P_{Rn.0} = 0,95 + 15 = 15,95 \text{ кВт.}$$

7. Суммарная расчетная активная нагрузка обеих групп

$$P_p = P_{p.1} + P_{p.2} = 144,95 + 53,05 = 198 \text{ кВт.}$$

8. Реактивная нагрузка за максимально загруженную смену по каждому виду электроприемников первой группы определим по формуле:

$$O_{cm} = P_{cm} - \sum_{i=1}^n \phi_{cm}$$

По станкам

$$O_{cm.c} = P_{cm.c} - \sum_{i=1}^n \phi_{cm.c} = 4,35 - 1,33 = 3,02 \text{ квар.}$$

По стандам

$$O_{cm.st} = P_{cm.st} - \sum_{i=1}^n \phi_{cm.st} = 20,24 - 1,17 = 19,07 \text{ квар.}$$

По установкам

$$O_{cm.y} = P_{cm.y} - \sum_{i=1}^n \phi_{cm.y} = 2,2 - 1,17 = 1,03 \text{ квар.}$$

По сварочному посту

$$O_{cm.n} = P_{cm.n} - \sum_{i=1}^n \phi_{cm.n} = 2,88 - 1,17 = 1,71 \text{ квар.}$$

Суммарная реактивная нагрузка за наиболее загруженную смену по первой группе электроприемников будет равна сумме нагрузок по каждому виду этих электроприемников

$$O_{1} = O_{cm.c} + O_{cm.st} + O_{cm.y} + O_{cm.n} = 3,02 + 19,07 + 1,03 + 1,71 = 24,83 \text{ квар.}$$

Для второй группы электроприемников расчет ведется аналогично.
Для компрессоров

$$O_{cm.k} = P_{cm.k} - \sum_{i=1}^n \phi_{cm.k} = 6,76 - 0,75 = 6,01 \text{ квар.}$$

Для вентиляторов

$$O_{cm.v} = P_{cm.v} - \sum_{i=1}^n \phi_{cm.v} = 9,75 - 0,75 = 9,00 \text{ квар.}$$

Для насосов

$$O_{cm.n} = P_{cm.n} - \sum_{i=1}^n \phi_{cm.n} = 16,9 - 0,75 = 16,15 \text{ квар.}$$

Суммарная реактивная нагрузка за наиболее загруженную смену по второй группе электроприемников

$$O_{cm.2} = O_{cm.k} + O_{cm.v} + O_{cm.n} = 6,01 + 9,00 + 16,15 = 31,16 \text{ квар.}$$

9. Определим расчетную реактивную нагрузку. Поскольку в первой группе электроприемников $n_{\phi 1} < 10$, то по формуле (1.16):

$$O_{p.1} = 1,1 O_{cm.1} = 1,1 \cdot 24,83 = 27,31 \text{ квар.}$$

Для второй группы по формуле (1.19):

$$O_{p.2} = O_{cm.2} = 31,16 \text{ квар.}$$

10. Суммарная расчетная реактивная нагрузка

$$O_p = O_{p.1} + O_{p.2} = 27,31 + 31,16 = 58,47 \text{ квар.}$$

11. Полная расчетная нагрузка по каждой группе электроприемников определяется по формуле (1.21).

По первой группе электроприемников

$$* P_{p.1} = \sqrt{P_{p.1}^2 + O_{p.1}^2} = \sqrt{198^2 + 27,31^2} = 198,37 \text{ кВт-А.}$$

По второй группе электроприемников

$$* P_{p.2} = \sqrt{P_{p.2}^2 + O_{p.2}^2} = \sqrt{198^2 + 31,16^2} = 201,37 \text{ кВт-А.}$$

12. Определим полную расчетную нагрузку по центральной ремонтной мастерской хозяйства. По формуле (1.21):

$$S_p = \sqrt{(P_p + P_{p.0})^2 + b_p^2} = \sqrt{(99,54 + 14,25)^2 + 64,0^2} = 126,2 \text{ кВ}\cdot\text{А}.$$

Определение расчетной нагрузки для проектируемых объектов по данным замеров нагрузок на работающих объектах, идентичных проектируемым

При наличии замеров на введенных в строй объектах, которые идентичны проектируемым, расчетная нагрузка в проекте принимается по данным замеров.

Для получения полной нагрузки (в кВ · А) используются данные таблицы 1.11, в которой коэффициент мощности (cosφ) приводится в зависимости от отношения суммы установленной мощности электродвигателей (P^d) к сумме установленной мощности всех электроприемников (P^0), участвующих в максимуме нагрузок.

Таблица 1.11

Значения естественного коэффициента мощности для выбора компенсирующих устройств и получения нагрузок в кВ·А

	0,98	0,93	0,88	0,83	0,78	0,73	0,68	0,63	0,58	0,53
cos φ	0,73	0,75	0,77	0,79	0,80	0,81	0,83	0,84	0,85	0,86

При использовании электроэнергии на тепловые нужды (более 60 % от установленной мощности) cosφ определяется по соотношению суммы установленных мощностей нагревательных электроприемников (P^h) и суммарной установленной мощности всех электроприемников (P^0). Эти данные приведены в таблице 1.12.

Таблица 1.12

Значения коэффициента мощности при использовании электроэнергии на тепловые нужды

P^h/P^0	0,63	0,68	0,73	0,78	0,85	0,95
cos φ	0,93	0,94	0,96	0,97	0,98	0,99

Нагрузки резервных электроприемников, ремонтных сварочных трансформаторов и других ремонтных электроприемников, а также приемников, работающих кратковременно (пожарных насосов, задвижек, вентилях, шибберов и др.) при определении расчетных нагрузок и величины естественного коэффициента мощности не учитываются.

1.5. Расчет электрических нагрузок в электрических сетях напряжением 380/220 В

Электрические нагрузки в сетях напряжением 380/220 В складываются из нагрузок жилых домов, общественных и коммунальных учреждений, производственных потребителей, а также нагрузки наружного освещения.

Подсчет нагрузок по участкам линий проводят после выбора количества трансформаторных подстанций (ТП), места их установки и нанесения трассы линии на план объекта. При этом отходящие от ТП линии разбивают на участки длиной не более 100 м. Все однородные потребители, присоединенные к данному участку линии, объединяют в группы и определяют их суммарную нагрузку отдельно по дневному (P^d) и вечернему ($P^в$) максимумам. При смешанной нагрузке создаются отдельные группы из потребителей жилых домов, производственных, общественных и коммунальных предприятий. Если нагрузка потребителей отличается по величине не более чем в 4 раза, то нагрузка групп определяется по формулам:

$$P^d = \kappa \cdot \sum_{i=1}^n P_{i\kappa^d} ; \quad (1.25)$$

$$P^в = \kappa^в \cdot \sum_{i=1}^n P_{i\kappa^в} , \quad (1.26)$$

где κ^0 — коэффициент одновременности (табл. 1.13);

n — число потребителей в одной группе;

$P_{p.}$ — расчетная нагрузка на вводе .-го потребителя;

$\kappa^d, \kappa^в$ - соответственно коэффициенты дневного и вечернего максимума.

Таблица 1.13

Значения коэффициентов одновременности для суммирования электрических нагрузок

Наименование потребителей	Количество потребителей										
	2	3	5	7	10	15	20	50	100	200	500 и более
Жилые дома с удельной нагрузкой на вводе: до 2 кВт/дом свыше 2 кВт/дом	0,76	0,66	0,55	0,49	0,44	0,40	0,37	0,30	0,26	0,24	0,22
	0,75	0,64	0,53	0,47	0,42	0,37	0,34	0,27	0,24	0,20	0,18
Жилые дома с электроплитами и водонагревателями	0,73	0,62	0,50	0,43	0,38	0,32	0,29	0,22	0,17	0,15	0,12
Производственные потребители	0,85	0,80	0,75	0,70	0,65	0,60	0,55	0,47	0,40	0,35	0,30

Для сельскохозяйственных объектов коэффициент одновременности с достаточной степенью точности можно определить по формуле:

$$\kappa_{\dot{y}} = a + \frac{b}{m} \quad (1.27)$$

где a , b , m - параметры, значения которых определяются по таблице 1.14.

Таблица 1.14

Значения параметров для определения коэффициента одновременности

Потребители	a	b	m
Жилые дома с нагрузкой на вводе до 2 кВт/дом	0,2	0,8	2
Жилые дома с нагрузкой на вводе свыше 2 кВт/дом	0,16	0,84	2
Жилые дома с электроплитами и водонагревателями	0,1	0,9	2
Производственные потребители	0,3	0,7	3

Если суммируются нагрузки производственных потребителей, то допускается определять расчетные нагрузки по одному дневному режиму, если же суммируются нагрузки бытовых потребителей - по вечернему. Коэффициенты дневного и вечернего максимума принимаются:

$\kappa^{\partial} = 1$; $\kappa^{\epsilon} = 0,6$ - для производственных потребителей;
 $\kappa^{\partial} = 0,3 \dots 0,4$; $\kappa^{\epsilon} = 1$ - для бытовых потребителей (дома без электроплит);
 $\kappa^{\partial} = 0,6$; $\kappa^{\epsilon} = 1$ - для бытовых потребителей (дома с электроплитами);
 $\kappa^{\partial} = \kappa^{\epsilon} = 1$ - для смешанной нагрузки.

Если значения нагрузок потребителей отличаются более чем в 4 раза, то суммирование нагрузок потребителей производится с помощью добавок (табл. 1.15).

Таблица 1.15

Значения добавок активной мощности при суммировании нагрузок в сетях напряжением 0,38 кВ, кВт

P	ΔP	P	ΔP	P	ΔP	P	ΔP	P	ΔP	P	ΔP	P	ΔP	P	ΔP
0,3	+0,2	11	+6,7	36	+23,5	61	+41,7	102	+70	152	+110	202	+152	252	+192
0,4	+0,2	12	+7,3	37	+24,2	62	+42,4	104	+72	154	+111	204	+153	254	+193
0,5	+0,3	13	+7,9	38	+25,0	63	+43,1	106	+73	156	+113	206	+155	256	+195
0,6	+0,3	14	+8,5	39	+25,8	64	+43,8	108	+75	158	+114	208	+156	258	+196
0,8	+0,4	15	+9,2	40	+26,5	65	+44,5	110	+76	160	+116	210	+158	260	+198
1,0	+0,5	16	+9,8	41	+27,2	66	+45,2	112	+78	162	+117	212	+160	262	+200
1,5	+0,6	17	+10,5	42	+28,0	67	+45,9	114	+80	164	+119	214	+161	264	+201
2,0	+0,9	18	+11,2	43	+28,8	68	+46,6	116	+81	166	+120	216	+163	266	+203
2,5	+1,2	19	+11,8	44	+29,5	69	+47,3	118	+82	168	+122	218	+164	268	+204
3,0	+1,5	20	+12,5	45	+30,2	70	+48,0	120	+84	170	+123	220	+166	270	+206
3,5	+1,8	21	+13,1	46	+31,0	72	+49,4	122	+86	172	+124	222	+168	272	+208
4,0	+2,1	22	+13,8	47	+31,8	74	+50,2	124	+87	174	+126	224	+169	274	+209
4,5	+2,4	23	+14,4	48	+32,5	76	+52,2	126	+89	176	+127	226	+171	276	+211
5,0	+2,7	24	+15,0	49	+33,2	78	+53,6	128	+90	178	+129	228	+172	278	+212
5,5	+3,0	25	+15,7	50	+34,0	80	+55,0	130	+92	180	+130	230	+174	280	+214
6,0	+3,3	26	+16,4	51	+34,7	82	+56,4	132	+94	182	+132	232	+176	282	+216
6,5	+3,6	27	+17,0	52	+35,4	84	+57,8	134	+95	184	+134	234	+177	284	+217
7,0	+3,9	28	+17,7	53	+36,1	86	+59,2	136	+97	186	+136	236	+179	286	+219
7,5	+4,2	29	+18,4	54	+36,8	88	+60,6	138	+98	188	+138	238	+180	288	+220
8,0	+4,5	30	+19,0	55	+37,5	90	+62,0	140	+100	190	+140	240	+182	290	+222
8,5	+4,8	31	+19,7	56	+38,2	92	+63,4	142	+102	192	+142	242	+184	292	+224
9,0	+5,1	32	+20,4	57	+38,9	94	+64,8	144	+103	194	+144	244	+185	294	+225
9,5	+5,4	33	+21,2	58	+39,6	96	+66,2	146	+105	196	+146	246	+187	296	+227
10	+5,7	34	+22,0	59	+40,3	98	+67,6	148	+106	198	+148	248	+188	298	+228
10	+6,0	35	+22,8	60	+41,0	100	+69,0	150	+108	200	+150	250	+190	300	+230

Примечание: P - меньшая из слагаемых нагрузок, кВт; ΔP - добавка к большей слагаемой нагрузке, кВт.

Расчетная нагрузка группы дневного или вечернего максимума нагрузки будет определяться по формуле:

$$P_{\theta(a)} = P_b + A P \quad (1.28)$$

где P_b - большая из нагрузок;

$A P$ - добавка, соответствующая меньшей нагрузке.

При наличии в зоне электроснабжения сезонных потребителей (парники, теплицы, системы орошения и т. п.) расчетные нагрузки сети определяются с учетом коэффициентов сезонности k_c (табл. 1.16).

Если суммарная нагрузка сезонных потребителей составляет от суммарной нагрузки несезонных потребителей более 20 % (для весенних), 30 % (для летних) или 10 % (для осенне-летних), то кроме расчета нагрузки для зимнего режима выполняется ее расчет для соответствующего сезона.

После расчета нагрузки групп потребителей, определяется место для трансформаторной подстанции и составляется расчетная схема сети.

Таблица 1.16

Коэффициенты сезонности сельскохозяйственных потребителей

Вид потребителя	Сезон			
	зима	весна	лето	осень
Традиционные потребители	1,0	0,8	0,7	0,9
Орошение	0...0,1	0,3... 0,5	1,0	0,2... 0,5
Закрытый грунт на электрообогреве	0,3	1,0	0	0
Осенне-летние потребители	0,2	0	1,0	1,0

Если по расчету в населенном пункте необходимо соорудить несколько трансформаторных подстанций (ТП), то для определения места их расположения потребители делятся на зоны. Число зон должно быть равно количеству ТП. Обычно ТП размещают в центре нагрузок. Поэтому, в каждой зоне находят координаты отдельных нагрузок и их групп по формулам:

$$x = \frac{T^P P_x}{T^P P_{\Sigma}} \quad (1.29)$$

$$y = \frac{T^P P_y}{T^P P_{\Sigma}}$$

где x^2, y^2 - координаты центра нагрузки групп; P_{Σ} - расчетная нагрузка потребителей или их групп.

В соответствии с выбранными трассами линий и местом расположения ТП составляют расчетную схему низковольтной сети. На нее наносят потребителей, указывают их мощность, номера линий и расчетных участков, длины участков.

Аналогично проводится суммирование нагрузок по участкам линии с использованием коэффициентов одновременности (формулы 1.25 и 1.26) или таблицы 1.15.

Полная мощность S_{Σ} на участках сети 0,38 кВ определяется по расчетной мощности участка $P_{p.}$ и соответствующего коэффициента мощности (табл. 1.6) по формуле:

$$S_{08 \phi^2} = \frac{P_{p.}}{C_{08 \phi^2}} \quad (1.30)$$

где $C_{08 \phi}$ - коэффициент мощности γ -г0 потребителя.

Расчетная нагрузка трансформаторной подстанции напряжением 10/0,4 кВ получается после суммирования нагрузок головных участков отходящих линий напряжением 0,38 кВ.

Можно получить мощность ТП суммированием нагрузок групп потребителей табличным методом (табл. 1.15).

Зная расчетную активную нагрузку на шинах ТП 10/0,4 кВ, можно определить годовое потребление электроэнергии по формуле (1.31):

$$Ж = T P \quad (1.31)$$

где $Jг$ - годовое потребление электроэнергии;

$Tм$ - число часов использования максимальной нагрузки (табл. 1.17).

Таблица 1.17

Зависимость годового числа часов использования максимума $Tм$ от расчетной нагрузки Pp

Расчетная нагрузка Pp , кВт	Число часов использования максимума ($Tм$), ч, при характере нагрузки		
	коммунально-бытовой	производственной	смешанной
До 10	900	1100	1300
10...20	1200	1500	1700
20...50	1600	2000	2200
50...100	2000	2500	2500
100...250	2350	2700	3200
Более 250	2600	2800	3400

Порядок расчета

1. Вычертить в заданном масштабе план объекта (населенный пункт, животноводческий комплекс, производственные мастерские и т. п.) с нанесением жилых домов и зданий общественных, коммунально-бытовых и производственных потребителей.

2. Определить нагрузки на вводах к потребителям по методике, изложенной в подразделах 1.3 и 1.4.

3. Определить суммарную расчетную активную нагрузку всего проектируемого объекта Pp .

При этом, если значения нагрузки не отличаются друг от друга более, чем в 4 раза, то суммирование нагрузок следует произвести по формулам (1.25) и (1.26). Если же нагрузки потребителей различаются между собой более чем в 4 раза, то суммирование нагрузок производится с помощью добавок (таблица 1.15).

4. Определить средневзвешенный коэффициент мощности объекта $C08ф^{срвзв}$ по формуле:

$$C_{08\phi} = \frac{1}{T_p^P} \quad (1.32)$$

где $C_{08\phi^{срвзв}}$ - коэффициент мощности $г$ -го потребителя (определяется по таблице 1.6).

5. Определить полученную расчетную нагрузку проектируемого объекта по формуле:

$$P = C_{08\phi} \quad (1.33)$$

6. Определить приближенное число ТП для проектируемого объекта. Если проектируемым объектом является протяженный поселок, имеющий равномерно распределенную нагрузку, то приближенное число ТП определяется по формуле:

$$n_{TP} = 0,25 \cdot \frac{AC}{\%} \quad (1.34)$$

где B - длина населенного пункта, км;

AC_{06} - допустимая потеря напряжения в сети напряжением 0,38 кВ (определяется по таблице отклонений напряжения [6]), %.

При этом протяженным поселком считается населенный пункт, имеющий не более двух улиц и длину, большую двойной ширины поселка.

Число ТП для населенных пунктов другой конфигурации определяется по формуле:

$$n_{TP} = 0,35 \cdot \sqrt{P} \quad (1.35)$$

где P - площадь населенного пункта, км².

Полученные по этим формулам значения, округляют до ближайшего целого числа. Если протяженность объекта не превышает 200 м, следует установить одну ТП.

Если по расчету получится, что $M_{ТП} > 2$, то все потребители разделяют на зоны, число которых должно быть равным числу ТП. Желательно, чтобы в зоны входили однородные потребители.

7. Наметить на плане проектируемого объекта трассы будущих линий напряжением 0,38 кВ. Разбить их на участки длиной не более 100 м. Все однородные потребители, присоединенные к каждому участку и соизмеримые по мощности, следует объединить в группы. Каждой группе потребителей и отдельным потребителям не входящим в группы, необходимо присвоить номера.

8. Нанести на план объекта (зоны) оси координат и определить координаты нагрузок и их групп. По формуле (1.29) определить центр нагрузок и место трансформаторной подстанции. Результаты расчета нагрузок потребителей и их координаты занести в таблицу 1.18.

Таблица 1.18

Результаты расчета нагрузок отдельных потребителей, однородных групп и их координаты

Номера потребителей и групп	Наименование потребителей	Расчетная мощность, кВт		Координаты нагрузок, м		Коэффициенты мощности	
				X	Y	$\cos \phi^d$	$\cos \phi_g$
1							
2							
Итого							

9. Скорректировать место расположения ТП и отходящих линий напряжением 0,38 кВ. При этом обеспечить возможность подхода линии 10 кВ и выхода линий 0,38 кВ. Территория рядом с ТП должна быть свободной от застроек. Необходимо исключить пересечение между собой линий 0,38 кВ, а их протяженность от начала до самой удаленной точки не должна превышать 0,8.1,0 км.

10. Составить расчетную схему сети напряжением 0,38 кВ, которая должна соответствовать выбранным трассам линий. Нанести на схему потребителей. Указать их мощность, номера линий и расчетных участков, а также длины участков.

11. Определить нагрузки на участках низковольтной линии. Для этого произвести суммирование расчетных нагрузок отдельных потребителей и групп. Суммирование провести по таблице 1.15 или формулам (1.25) и (1.26). Результаты расчетов занести в таблицу 1.19.

Таблица 1.19

Расчетная нагрузка на участках линии 380/220 В

Номера расчетных участков	Расчетная нагрузка		Коэффициент мощности на участке	Надбавка, кВт		Коэффициент одновременности	Наружное освещение, кВт
	активная, кВт	полная, кВт-А		A_{P_d}	A_{P_g}		
P_d		$*_d$	$\cos \phi^d$	$\cos \phi^g$	A_{P_d}	A_{P_g}	P_{Σ}

12. Определить мощность и количество трансформаторов на ТП.

Расчетная мощность трансформаторов определяется суммированием нагрузок участков отходящих линий напряжением 0,38 кВ или по формуле (1.33) с учетом нагрузки от наружного освещения.

Число трансформаторов на подстанции выбирается с учетом обеспечения надежности электроснабжения сельскохозяйственных потребителей.

Пример 6. Определить расчетные нагрузки на участках ВЛ 380/220 В и расчетную мощность на шинах 0,4 кВ ТП населенного пункта, план которого приведен на рисунке 1.3. В населенном пункте находится 58 жилых домов, магазин на 2 рабочих места, столовая на 35.50 мест, школа на 40 учащихся, контора колхоза на 15.25 рабочих мест, коровник беспривязного содержания на 400 коров, телятник с родильным отделением на 120 телят. Улица в населенном пункте имеет покрытие простейшего типа и ширину проезжей части 5.7 м. Существующее годовое потребление электроэнергии на один дом составляет 1300 кВт-ч.

Решение.

1. Вычертим в масштабе 1:4000 план населенного пункта. Общественные и производственные потребители обозначим номерами шифра в соответствии с приложениями 1..9 (111, 118, 500, 518, 538, 550) [4].

2. Определим нагрузки на вводах к потребителям.

Нагрузку на вводе в жилой дом определим по номограмме (рисунок 1.1), исходя из существующего годового потребления электроэнергии на седьмой расчетный год. При годовом потреблении 1300 кВт · ч/дом расчетная нагрузка на вводе составляет $P_{pA} = 3$ кВт/дом.

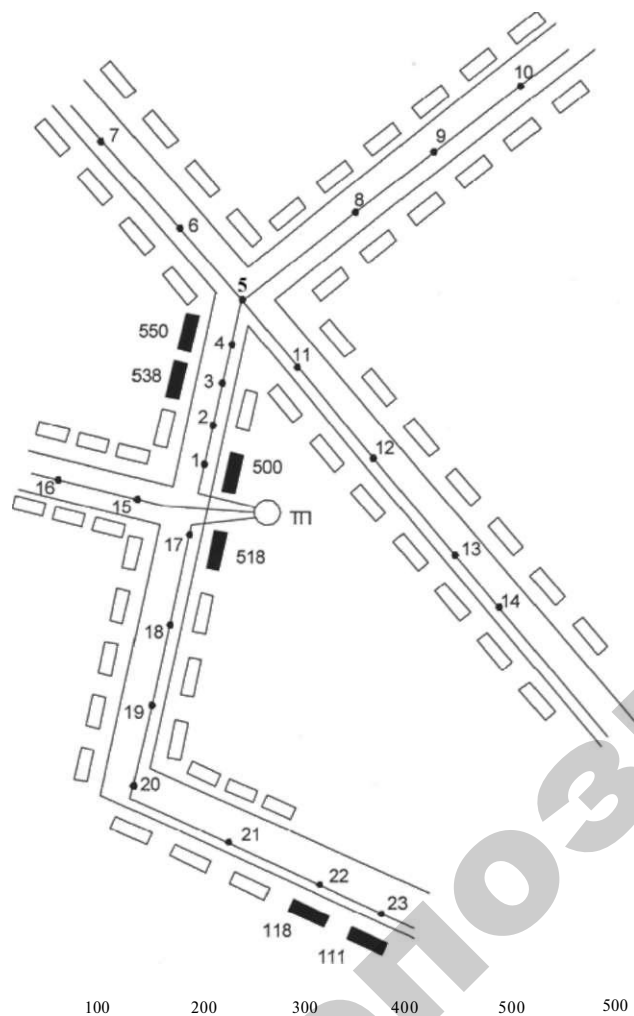


Рис. 1.3. План населенного пункта, выполненный (масштаб 1:4000)

Расчетная нагрузка уличного освещения по формуле (1.2)

$$P_{p,y}^{\text{л.}} = P_{y\text{д}} l = 5,5 \cdot 1920 = 10560 \text{ Вт} = 10,6 \text{ кВт},$$

где $P_{y\text{д}} = 5,5$ Вт/м - удельная нагрузка на 1 погонный метр улицы (принята по таблице 1.2 для поселковой улицы простейшего типа с шириной проезжей части 5...7 м);

$l = 1920$ м - общая протяженность улиц.

Расчетную нагрузку производственных, общественных и коммунально-бытовых потребителей определим по нормам, приведенным в приложении 1 [4]. Результаты занесем в таблицу 1.20.

Таблица 1.20

Электрические нагрузки производственных, общественных и коммунально-бытовых потребителей

Наименование объекта	Номер шифра	Дневной максимум, кВт		Вечерний максимум, кВт		Коэффициент мощности	
		$P_{\text{д}}$	$a_{\text{д}}$	$P_{\text{в}}$		$\cos \phi^{\text{д}}$	
1. Коровник беспривязного содержания на 400 коров	111	5	-	5	-	0,75	0,85
2. Телятник с родильным отделением на 120 телят	118	5	3	8	5	0,75	0,85
3. Начальная школа на 40 учащихся	500	5	-	2	-	0,85	0,90
4. Контора колхоза на 15...20 мест	518	15	10	8	-	0,85	0,90
5. Столовая на 35...50 мест	538	9	4	3	-	0,85	0,90
6. Магазин на 2 рабочих места	550	2	-	4	-	0,85	0,90

3. Определим суммарную расчетную активную нагрузку всего населенного пункта $P^{\text{п}}$.

Делим всех потребителей по соизмеримой мощности на группы и определим расчетную нагрузку каждой группы по формуле:

Первая группа потребителей: жилые дома (58 домов).

Расчетная нагрузка для дневного максимума по формуле (1.25)

$$P = \kappa^0 P_{\text{нк}^d} = 0,27 \cdot 3 \cdot 58 \cdot 0,3 = 14,1 \text{ кВт.}$$

Расчетная нагрузка для вечернего максимума по формуле (1.26)

$$P^{\text{в}^e} = \kappa^0 P_{\text{рлнк}^e} = 0,27 \cdot 3 \cdot 58 \cdot 1 = 47 \text{ кВт.}$$

Коэффициент одновременности $\kappa^0=0,27$ принят по таблице 1.13. Коэффициенты участия в дневном и вечернем максимумах приняты $\kappa^d = 0,3$; $\kappa^e = 1$ соответственно.

Вторая группа потребителей: коровник, телятник, школа, магазин.

$$P_{\text{д}2} = \kappa^0 X P_{\text{д}} = 0,775(5 + 5 + 5 + 2) = 13,2 \text{ кВт;}$$

$$P_{\text{д}2} = \kappa^0 X P = 0,775(5 + 8 + 2 + 4) = 14,7 \text{ кВт.}$$

Коэффициент одновременности принят по таблице 1.13 для четырех производственных потребителей $\kappa^0 = 0,775$.

Третья группа потребителей: контора и столовая.

$$P_{\text{д}3} = \kappa^0 X P_{\text{д}} = 0,85(15 + 9) = 20,4 \text{ кВт;}$$

$$P_{\text{в}3} = \kappa^0 X P_{\text{е}} = 0,85(8 + 3) = 9,4 \text{ кВт.}$$

Коэффициент одновременности для третьей группы по таблице 1.13 принят $\kappa^0 = 0,85$.

Суммируя расчетные нагрузки всех трех групп потребителей по таблице 1.15, получим расчетную нагрузку на шинах ТП без учета наружного освещения.

$$P_{\text{м}^{\text{д}}} = P_{\text{д}3} + P_{\text{д}2} + P_{\text{д}1} = 20,4 + 8,0 + 8,6 = 37,0 \text{ кВт;}$$

$$P_{\text{м}^{\text{в}}} = P_{\text{в}3} + P_{\text{в}2} + P_{\text{в}1} = 9,4 + 8,9 + 5,6 = 23,9 \text{ кВт.}$$

Расчетная мощность ТП определяется по вечернему максимуму нагрузки, поскольку он больший.

С учетом наружного освещения расчетная мощность ТП

$$P_{\text{мн}} = P_{\text{мв}} + P_{\text{р.ул}} = 23,9 + 10,6 = 34,5 \text{ кВт.}$$

4. По формуле (1.32) определим средневзвешенный коэффициент мощности. Коэффициент мощности отдельных потребителей определим по таблице 1.6. Значение его занесем в таблицу 1.18. Для жилых домов $\text{соз}^d = 0,9$; $\text{соз}^e < p^e = 0,93$. Тогда

$$\text{соз}^{\text{в}^e} = \frac{X P_{\text{р.д}} \cdot \text{соз}^{\text{д}} + \dots}{P_{\text{р.д}} + \dots} = \frac{14,1 \cdot 0,9 + 0,75 \cdot 5 + 5 \cdot 0,75 + 5 \cdot 0,85 + 15 \cdot 0,85 + 9 \cdot 0,85 + 2 \cdot 0,85}{14,1 + 5 + 5 + 15 + 9 + 2} = 0,85;$$

$$\text{соз}^{\text{в}^e} = \frac{47 \cdot 0,93 + 0,85 \cdot 5 + 8 \cdot 0,85 + 2 \cdot 0,9 + 8 \cdot 0,9 + 3 \cdot 0,9 + 4 \cdot 0,9}{47 + 5 + 8 + 2 + 8 + 3 + 4} = 0,91;$$

5. Полную расчетную нагрузку на шинах ТП для дневного максимума определим по формуле (1.33)

$$P_{\text{р.д}} = \frac{P_{\text{р.д}}}{\text{соз}^{\text{д}}} = \frac{37,0}{0,85} = 43,5 \text{ кВт-А.}$$

Для вечернего максимума

$$P_{\text{р.е}} = \frac{P_{\text{ТП}}}{\text{соз}^{\text{в}^e}} = \frac{72,1}{0,91} = 79,2 \text{ кВт-А.}$$

6. Число ТП для населенного пункта определяем по формуле (1.35)

$$M_{\text{ш}} = 0,35 \cdot \sqrt{\frac{5,6 P}{0,35 \cdot 79,2^2 \cdot 0,457}} = 1,4.$$

Площадь населенного пункта $P = 0,457 \text{ км}^2$ определена по плану (рис. 1.3).

Допустимая потеря напряжения определяется по таблице отклонений напряжения [6]. В расчете мы приняли $\Delta V = 7\%$. Поскольку $M_{\text{ш}} = 1,4$, то принимаем одну трансформаторную подстанцию.

7. На плане населенного пункта (рис. 1.3) наметим трассы ВЛ 380/220 В. Разобьем их на участки длиной не более 100 м и сгруппируем однородные потребители в группы. Присвоим им номера 1, 2, 3 и т. д.

8. На план населенного пункта (рис. 1.3) нанесем оси координат и определим координаты нагрузок групп жилых домов и отдельных потребителей.

По формулам (1.25) и (1.26) определим нагрузки групп жилых домов отдельно для дневного и вечернего максимумов нагрузки. Результаты расчетов занесем в таблицу 1.21.

Расчетная дневная нагрузка группы из двух жилых домов составит

$$P^d = \kappa^0 P_{рлнк^d} = 0,75 \cdot 3 \cdot 2 \cdot 0,3 = 1,35 \text{ кВт};$$

вечерняя

$$P^e = \kappa^0 P_{рлнк^e} = 0,75 \cdot 3 \cdot 2 \cdot 1 = 4,5 \text{ кВт}.$$

Расчетная дневная нагрузка группы из трех жилых домов составит

$$P^d = 0,64 \cdot 3 \cdot 3 \cdot 0,3 = 1,73 \text{ кВт};$$

вечерняя

$$P^e = 0,64 \cdot 3 \cdot 3 \cdot 1 = 5,76 \text{ кВт}.$$

Расчетная дневная нагрузка группы из четырех жилых домов составит

$$P^d = 0,585 \cdot 3 \cdot 4 \cdot 0,3 = 2,11 \text{ кВт};$$

вечерняя

$$P = 0,585 \cdot 3 \cdot 4 \cdot 1 = 7,02 \text{ кВт}.$$

Коэффициент одновременности принимается из таблицы 1.13, коэффициент мощности для групп потребителей — из таблицы 1.6.

Результаты расчетов нагрузок отдельных потребителей, групп однородных потребителей и их координаты

Номера потребителей и групп	Наименование потребителей	Расчетная мощность, кВт		Координаты нагрузок, м		Коэффициент мощности	
		P^d	P^e	X	y	соз (д)	
7	4 дома	2,11	7,02	176	1080	0,90	0,93
6	4 дома	2,11	7,02	232	744	0,90	0,93
10	4 дома	2,11	7,02	520	812	0,90	0,93
9	3 дома	1,73	5,76	452	768	0,90	0,93
8	4 дома	2,11	7,02	380	724	0,90	0,93
11	3 дома	1,73	5,76	332	616	0,90	0,93
12	4 дома	2,11	7,02	380	540	0,90	0,93
13	4 дома	2,11	7,02	432	464	0,90	0,93
14	4 дома	2,11	7,09	492	388	0,90	0,93
3	2 дома	1,35	4,5	256	576	0,90	0,93
4	магазин	2,0	4,0	272	628	0,85	0,90
2	столовая	9,0	3,0	262	552	0,85	0,90
16	4 дома	2,11	7,02	72	492	0,90	0,13
15	3 дома	1,73	5,76	152	464	0,90	0,93
1	школа	5,0	2,0	236	500	0,85	0,90
17	контора	15,0	8,0	216	440	0,85	0,93
18	4 дома	2,11	7,02	192	360	0,90	0,93
19	3 дома	1,73	5,76	168	228	0,90	0,93
20	3 дома	1,73	5,76	144	180	0,90	0,93
21	4 дома	2,11	7,02	240	132	0,90	0,93
22	телятник	5,0	8,0	316	92	0,75	0,85
23	коровник	5,0	5,0	380	68	0,75	0,85
Итого		72,1	133,5				

По формуле (1.29) определим координаты центра нагрузок.

Поскольку нагрузки вечернего максимума большие, то расчет координат подстанции осуществляем по вечернему максимуму.

$$X = \frac{\sum X^p}{\sum P^e} = \frac{7,02 \cdot 176 + 7,02 \cdot 232 + 7,02 \cdot 520 + 5,76 \cdot 452 + 7,02 \cdot 380 + 7,02 \cdot 380 + 7,02 \cdot 432 + 5,76 \cdot 332 + 7,02 \cdot 380 + 7,02 \cdot 492}{7,02 + 7,02 + 7,02 + 5,76 + 7,02 + 5,76 + \dots}$$

$$\begin{aligned}
& +5,76 \cdot 332 + 7,02 \cdot 380 + 7,02 \cdot 432 + 7,02 \cdot 492 + 4,5 \cdot 256 + 4,0 \cdot 272 + \\
& \quad + 7,02 + 7,02 + 7,02 + 4,5 + 4,0 + 3,0 + 7,02 + 5,76 + 2,0 + \\
& +3,0 \cdot 252 \cdot 7,02 \cdot 72 + 5,76 \cdot 152 + 2,0 \cdot 236 + 8,0 \cdot 216 + 7,02 \cdot 192 + 5,76 \cdot 168 + \\
& \quad + 8,0 + 7,02 + 5,76 + 5,76 + \\
& \quad + 5,76 \cdot 144 + 7,02 \cdot 240 + 8,0 \cdot 316 + 5,0 \cdot 380 : 289,8 \text{ м;} \\
& \quad + 7,02 + 8,0 + 5,0 \\
X_{p \ y} & \quad 024080 + 7,02 \cdot 744 + 7,02 \cdot 812 + 5,76 \cdot 768 + 7,02 \cdot 724 + \\
X_{p,} & \quad 7,02 + 7,02 + 7,02 + 5,76 + 7,02 + 5,76 + \\
& \quad + 5,76 \cdot 616 + 7,02 \cdot 540 + 7,02 \cdot 464 + 7,02 \cdot 388 + 4,5 \cdot 576 + 4,0 \cdot 628 + \\
& \quad + 7,02 + 7,02 + 7,02 + 4,5 + 4,0 + 3,0 + 7,02 + 5,76 + 2,0 + \\
& + 3,0 \cdot 552 + 7,02 \cdot 492 + 5,76 \cdot 464 + 2,0 \cdot 500 + 8,0 \cdot 440 + 7,02 \cdot 360 + 5,76 \cdot 228 + \\
& \quad + 8,0 + 7,02 + 5,76 + 5,76 + \\
& + 5,76 \cdot 4804 + 7,02 \cdot 432 + 8,0 \cdot 92 + 5,0 \cdot 68 = 489,6 \text{ м.} \\
& \quad + 7,02 + 8,0 + 5,0
\end{aligned}$$

9. Скоординируем место расположения ТП с координатами центра нагрузок.

$$\begin{aligned}
X &= 289,8 \text{ м;} \\
Y &= 489,6 \text{ м.}
\end{aligned}$$

Однако размещать ТП в данном месте не целесообразно, поскольку она будет находиться близко от школы и затруднять подходы к ней ВЛ 0,38 кВ. Поэтому место расположения ТП на плане следует сместить на 50 м вниз. Тогда координаты ТП будут следующие: $X = 220 \text{ м}$, $Y = 440 \text{ м}$.

10. Составим расчетную схему низковольтной сети. Привяжем ее к плану населенного пункта и намеченным трассам низковольтных линий. Нанесем на схему потребителей, укажем их мощность, обозначим номера расчетных участков и их длину (рис. 1.4).

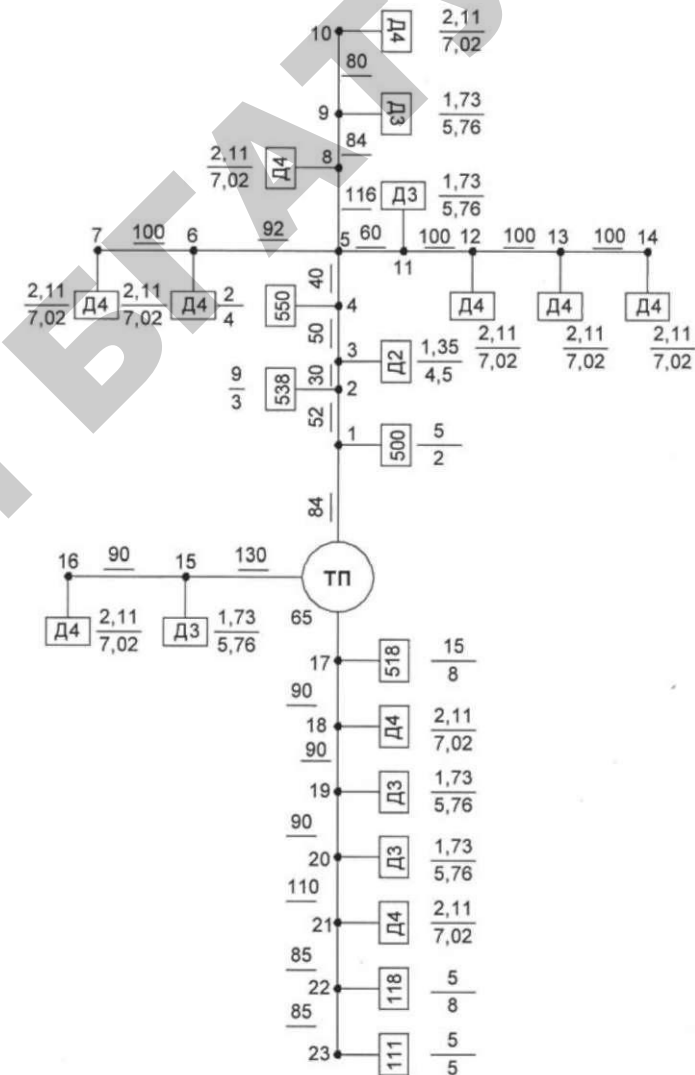


Рис. 1.4. Расчетная схема ВЛ 0,38 кВ:
Д4 - число домов в группе;

- 5 Дневная нагрузка, кВт ; ^ d/- - участок 7-6 длиной 100 м.
8 Вечерняя нагрузка, кВт

11. Определим нагрузки на участках низковольтной линии. Суммирование нагрузок групп и отдельных потребителей проведем по формулам (1.25), (1.26) и таблице 1.15. Результаты расчета зане- сем в таблицу 1.22.

Участок 6-7.

Активная нагрузка для дневного максимума

$$P_{об-7} = P_{д?} = 2,11 \text{ кВт};$$

вечернего максимума

$$P_{об-?} = P_{в?} = 7,02 \text{ кВт}.$$

Коэффициент мощности на участке для дневного максимума

$$C_{08 \phi_{об-7}} = C_{08 \phi_{7}} = 0,9 ;$$

вечернего максимума

$$C_{08 \phi_{в 6-7}} = C_{08 \phi_{в 7}} = 0,93 .$$

Полная нагрузка для дневного максимума

$$P_{д} = 2,11$$

$$C_{08 \phi_{д}} = 0,9$$

вечернего максимума

$$S_{об 6-7} = \frac{P_{в?}}{C_{08 \phi_{об-7}}} = \frac{7,02}{0,93} = 7,55 \text{ кВ-А}.$$

Расчетная нагрузка на участках ВЛ 380/220В

Расчет- ный участок	Расчетная активная на- грузка на участке, кВт		Коэффициент мощности участка		Расчетная полная на- грузка на уча- стке, кВ-А		Коэффи- циент одно- времен- ности	Добавка, кВт		Наружное освеще- ние, кВт
	$P_{д}$		$C_{08 \phi_{д}}$					$K_{о}$	$A P_{д}$	
6-7	2,11	7,02	0,9	0,93	2,34	7,55	-	-	-	0,55
5-6	3,16	10,53	0,9	0,93	3,51	11,32	0,75	-	-	0,51
9-10	2,11	7,02	0,9	0,93	2,34	7,55	-	-	-	0,44
8-9	2,88	9,58	0,9	0,93	3,20	10,30	0,75	-	-	0,46
5-8	3,81	12,67	0,9	0,93	4,23	13,62	0,64	-	-	0,64
13-14	2,11	7,02	0,9	0,93	2,34	7,55	-	-	-	0,55
12-13	3,16	10,53	0,9	0,93	3,51	11,32	0,75	-	-	0,55
11-12	4,05	13,48	0,9	0,93	4,50	14,49	0,64	-	-	0,55
5-11	4,72	15,69	0,9	0,93	5,24	12,57	0,585	-	-	0,33
4-5	7,48	24,89	0,9	0,93	8,31	26,76	0,64	-	-	0,22
3-4	8,68	27,29	0,89	0,925	9,75	29,50	-	1,2	2,4	0,27
2-3	9,48	29,99	0,891	0,926	10,64	32,39	-	0,8	2,7	0,16
1-2	14,88	31,79	0,87	0,92	17,1	34,55	-	5,4	1,8	0,29
ТП-1	17,88	32,99	0,865	0,919	20,67	35,90	-	3,0	1,2	0,46
15-16	2,11	7,02	0,9	0,93	2,34	7,55	-	-	-	0,49
ТП-15	2,88	9,58	0,9	0,93	3,20	10,30	0,75	-	-	0,71
22-23	5,0	5,0	0,75	0,85	6,67	5,88	-	-	-	0,47
21-22	8,5	11,05	0,75	0,85	11,33	13,0	0,85	-	-	0,47
20-21	9,76	15,25	0,78	0,88	12,51	17,33	-	1,26	4,2	0,61
19-20	10,86	18,70	0,80	0,89	13,57	21,01	-	1,1	3,45	0,49
18-19	11,96	22,15	0,81	0,90	14,77	24,61	-	1,1	3,45	0,49
17-18	13,22	26,35	0,82	0,91	16,12	28,96	-	1,26	4,20	0,49
ТП-17	22,42	31,15	0,836	0,908	26,82	34,31	-	9,2	4,8	0,36
Итого										10,56

Участок 5-6.

Поскольку нагрузки однородные и одинаковые по величине, то суммирование проведем по коэффициенту одновременности (фор- мулы 1.25 и 1.26).

$$P_{д5-6} = \kappa_0 (P_{д7} + P_{д6}) = 0,75(2,11 + 2,11) = 3,16 \text{ кВт};$$

$$P_{е5-6} = \kappa_0 (P_{в7} + P_{е6}) = 0,75(7,02 + 7,02) = 10,53 \text{ кВт}.$$

Значение коэффициента одновременности κ^0 принято по таблице 1.13 ($\kappa_0 = 0,75$).

$$C_{08\phi} = \frac{P_{д7} C_{08\phi_{д7}} + P_{д6} C_{08\phi_{д6}}}{P_{д7} + P_{д6}} = \frac{2,11 \cdot 0,9 + 2,11 \cdot 0,9}{2,11 + 2,11} = 0,9.$$

$$C_{08\phi_{в5-6}} = \frac{P_{е7} C_{08\phi_{е7}} + P_{е6} C_{08\phi_{е6}}}{P_{е7} + P_{е6}} = \frac{7,02 \cdot 0,93 + 7,02 \cdot 0,93}{7,02 + 7,02} = 0,93;$$

$$I_{д5-6} = \frac{P_{д5-6}}{C_{08\phi_{д5-6}}} = \frac{3,16}{0,9} = 3,51 \text{ кВ} \cdot \text{А};$$

$$I_{в5-6} = \frac{P_{в5-6}}{C_{08\phi_{в5-6}}} = \frac{10,53}{0,93} = 11,32 \text{ кВ} \cdot \text{А}.$$

Нагрузку участков 9-10, 8-9, 5-8, 13-14, 12-13, 4-5 определим с учетом коэффициентов одновременности, приведенных в таблице 1.13.

Участок 9-10.

$$P_{д9-10} = P_{д9} = 2,11 \text{ кВт};$$

$$P_{в9-10} = P_{в9} = 7,02 \text{ кВт}.$$

$$C_{08\phi_{д9-10}} = C_{08\phi_{д9}} = 0,9;$$

$$C_{08\phi_{в9-10}} = C_{08\phi_{в9}} = 0,93.$$

$$I_{д9-10} = \frac{P_{д9-10}}{C_{08\phi_{д9-10}}} = \frac{2,11}{0,9} = 2,34 \text{ кВ} \cdot \text{А};$$

$$I_{в9-10} = \frac{P_{в9-10}}{C_{08\phi_{в9-10}}} = \frac{7,02}{0,93} = 7,55 \text{ кВ} \cdot \text{А}.$$

Участок 8-9.

$$P_{д8-9} = \kappa_0 (P_{д8} + P_{д9}) = 0,75(2,11 + 1,73) = 2,88 \text{ кВт};$$

$$P_{е8-9} = \kappa_0 (P_{в8} + P_{е9}) = 0,75(7,02 + 5,76) = 9,58 \text{ кВт}.$$

$$C_{08\phi_{д8-9}} = \frac{P_{д8} C_{08\phi_{д8}} + P_{д9} C_{08\phi_{д9}}}{P_{д8} + P_{д9}} = \frac{2,11 \cdot 0,9 + 1,73 \cdot 0,9}{2,11 + 1,73} = 0,9;$$

$$C_{08\phi_{е8-9}} = \frac{P_{в8} C_{08\phi_{в8}} + P_{е9} C_{08\phi_{е9}}}{P_{в8} + P_{е9}} = \frac{7,02 \cdot 0,93 + 5,76 \cdot 0,93}{7,02 + 5,76} = 0,93.$$

$$I_{д8-9} = \frac{P_{д8-9}}{C_{08\phi_{д8-9}}} = \frac{2,88}{0,9} = 3,2 \text{ кВ} \cdot \text{А};$$

$$I_{е8-9} = \frac{P_{е8-9}}{C_{08\phi_{е8-9}}} = \frac{9,58}{0,93} = 10,30 \text{ кВ} \cdot \text{А}.$$

Участок 5-8.

$$P_{д5-8} = \kappa_0 (P_{д5} + P_{д9} + P_{д8}) = 0,64(2,11 + 1,73 + 2,11) = 3,81 \text{ кВт};$$

$$P_{е5-8} = \kappa_0 (P_{в5} + P_{е9} + P_{в8}) = 0,64(7,02 + 5,76 + 7,02) = 12,67 \text{ кВт}.$$

$$C_{08\phi_{д5-8}} = \frac{P_{д5} C_{08\phi_{д5}} + P_{д9} C_{08\phi_{д9}} + P_{д8} C_{08\phi_{д8}}}{P_{д5} + P_{д9} + P_{д8}} = \frac{2,11 \cdot 0,9 + 1,73 \cdot 0,9 + 2,11 \cdot 0,9}{2,11 + 1,73 + 2,11} = 0,9$$

Можно также определить $C_{08\phi}$ по следующей формуле:

$$C_{08\phi_{д5-8}} = \frac{P_{д8-9} C_{08\phi_{д8-9}} + P_{д5} C_{08\phi_{д5}}}{P_{д8-9} + P_{д5}} = \frac{2,88 \cdot 0,9 + 2,11 \cdot 0,9}{2,88 + 2,11} = 0,9;$$

$$C_{08\phi_{е5-8}} = \frac{P_{е8-9} C_{08\phi_{е8-9}} + P_{в8} C_{08\phi_{в8}}}{P_{е8-9} + P_{в8}} = \frac{9,58 \cdot 0,93 + 7,02 \cdot 0,93}{9,58 + 7,02} = 0,93;$$

$$I_{д5-8} = \frac{P_{д5-8}}{C_{08\phi_{д5-8}}} = \frac{3,81}{0,9} = 4,23 \text{ кВ} \cdot \text{А};$$

$$I_{\text{в5-8}} = \frac{P_{\text{в5-8}}}{C_{08\phi_{\text{в5-8}}} \cdot 0,93} = \frac{12,67}{0,93} = 13,62 \text{ кВ-А.}$$

Участок 13-14.

$$P_{\text{д13-14}} = 2,11 \text{ кВт};$$

$$P_{\text{в13-14}} = P_{\text{в14}} = 7,02 \text{ кВт.}$$

$$C_{08\phi_{\text{д13-14}}} = C_{08\phi_{\text{д14}}} = 0,9;$$

$$C_{08\phi_{\text{в13-14}}} = C_{08\phi_{\text{в14}}} = 0,93.$$

$$I_{\text{д13-14}} = \frac{P_{\text{д13-14}}}{C_{08\phi_{\text{д13-14}}} \cdot 0,9} = \frac{2,11}{0,9} = 2,34 \text{ кВ-А};$$

$$I_{\text{в13-14}} = \frac{P_{\text{в13-14}}}{C_{08\phi_{\text{в13-14}}} \cdot 0,93} = \frac{7,02}{0,93} = 7,55 \text{ кВ-А.}$$

Участок 12-13.

$$P_{\text{д12-13}} = \kappa_0 (P_{\text{д14}} + P_{\text{ди}}) = 0,75(2,11 + 2,11) = 3,16 \text{ кВт};$$

$$P_{\text{в12-13}} = \kappa^0 (P_{\text{в14}} + P_{\text{ви}}) = 0,75(7,02 + 7,02) = 10,53 \text{ кВт.}$$

$$C_{08\phi_{\text{д12-13}}} = \frac{P_{\text{д13-14}} C_{08\phi_{\text{д13-14}}} + P_{\text{д13}} C_{08\phi_{\text{д13}}}}{P_{\text{д13-14}} + P_{\text{д8}}} = \frac{2,11 \cdot 0,9 + 2,11 \cdot 0,9}{2,11 + 2,11} = 0,9;$$

$$C_{08\phi_{\text{в12-13}}} = \frac{P_{\text{в13-14}} C_{08\phi_{\text{в13-14}}} + P_{\text{в14}} C_{08\phi_{\text{в14}}}}{P_{\text{в13-14}} + P_{\text{в8}}} = \frac{7,02 \cdot 0,93 + 7,02 \cdot 0,93}{7,02 + 7,02} = 0,93;$$

$$I_{\text{д8-9}} = \frac{P_{\text{д12-13}}}{C_{08\phi_{\text{д12-13}}} \cdot 0,9} = \frac{3,16}{0,9} = 3,51 \text{ кВ-А};$$

$$I_{\text{в12-13}} = \frac{P_{\text{в12-13}}}{C_{08\phi_{\text{в12-13}}} \cdot 0,93} = \frac{10,53}{0,93} = 11,32 \text{ кВ-А.}$$

Участок 11-12.

$$\kappa_0 (P_{\text{д14}} + P_{\text{д13}} + P_{\text{д12}}) = 0,64(2,11 + 2,11 + 2,11) = 4,05 \text{ кВт};$$

$$P_{\text{ви-12}} = \kappa_0 (P_{\text{в12}} + P_{\text{ви}} + P_{\text{в14}}) = 0,64(7,02 + 7,02 + 7,02) = 13,48 \text{ кВт.}$$

$$C_{08\phi_{\text{д11-12}}} = \frac{P_{\text{д12-13}} C_{08\phi_{\text{д12-13}}} + P_{\text{д12}} C_{08\phi_{\text{д12}}}}{P_{\text{д12-13}} + P_{\text{д12}}} = \frac{3,16 \cdot 0,9 + 2,11 \cdot 0,9}{3,16 + 2,11} = 0,9$$

$$C_{08\phi_{\text{в11-12}}} = \frac{P_{\text{в12-13}} C_{08\phi_{\text{в12-13}}} + P_{\text{в12}} C_{08\phi_{\text{в12}}}}{P_{\text{в12-13}} + P_{\text{в12}}} = \frac{10,53 \cdot 0,93 + 7,02 \cdot 0,93}{10,53 + 7,02} = 0,93;$$

$$I_{\text{д11-12}} = \frac{P_{\text{д11-12}}}{C_{08\phi_{\text{д11-12}}} \cdot 0,9} = \frac{4,05}{0,9} = 4,5 \text{ кВ-А};$$

$$I_{\text{в11-12}} = \frac{P_{\text{в11-12}}}{C_{08\phi_{\text{в11-12}}} \cdot 0,93} = \frac{13,48}{0,93} = 14,49 \text{ кВ-А.}$$

Участок 5-11.

$$P_{\text{д5-11}} = \kappa > (P_{\text{дп}} + P_{\text{д12}} + P_{\text{д13}} + P_{\text{дм}}) = 0,585(1,73 + 2,11 + 2,11 + 2,11) = 4,72 \text{ кВт};$$

$$P_{\text{в5-11}} = \kappa_0 (P_{\text{ви}} + P_{\text{в12}} + P_{\text{в13}} + P_{\text{вм}}) = 0,585(5,76 + 7,02 + 7,02 + 7,02) = 15,69 \text{ кВт.}$$

$$C_{08\phi_{\text{д5-11}}} = \frac{P_{\text{д11-12}} C_{08\phi_{\text{д11-12}}} + P_{\text{д11}} C_{08\phi_{\text{д11}}}}{P_{\text{д11-12}} + P_{\text{д11}}} = \frac{4,05 \cdot 0,9 + 1,73 \cdot 0,9}{4,05 + 1,73} = 0,9;$$

$$C_{08\phi_{\text{в5-11}}} = \frac{P_{\text{в11-12}} C_{08\phi_{\text{в11-12}}} + P_{\text{в11}} C_{08\phi_{\text{в11}}}}{P_{\text{в11-12}} + P_{\text{в11}}} = \frac{13,48 \cdot 0,93 + 5,76 \cdot 0,93}{13,48 + 5,76} = 0,93;$$

$$I_{\text{д5-11}} = \frac{P_{\text{д5-11}}}{C_{08\phi_{\text{д5-11}}} \cdot 0,9} = \frac{4,72}{0,9} = 5,24 \text{ кВ-А};$$

$$I_{\text{в5-11}} = \frac{P_{\text{в5-11}}}{C_{08\phi_{\text{в5-11}}} \cdot 0,93} = \frac{15,69}{0,93} = 16,87 \text{ кВ-А.}$$

Участок 4-5.

$$P_{\partial 4-5} = \kappa_0(P_{\partial 5-6} + P_{\partial 5-8} + P_{\partial 5-11}) = 0,64(3,16 + 3,81 + 4,72) = 7,48 \text{ кВт};$$

$$P_{4-5} = \kappa, (P_{5-6} + P_{5-8} + P_{5-11}) = 0,64(10,53 + 12,67 + 15,69) = 24,89 \text{ кВт}.$$

$$= \frac{P_{5-6} \cos(\delta_{5-6} + P_{5-8} \cos(\delta_{5-8} + P_{5-11} \cos(\delta_{5-11}) = \frac{3,16 \cdot 0,9 + 3,81 \cdot 0,9 + 4,72 \cdot 0,9}{3,16 + 3,81 + 4,72} = 0,9$$

$$\cos(\delta_{4-5}) = \frac{P_{5-6} \cos(\delta_{5-6} + P_{5-8} \cos(\delta_{5-8} + P_{5-11} \cos(\delta_{5-11})}{P_{4-5}} = \frac{10,53 \cdot 0,93 + 12,67 \cdot 0,93 + 15,69 \cdot 0,93}{10,53 + 12,67 + 15,69} = 0,93;$$

$$\frac{P_{\partial 4-5}}{\cos(\delta_{4-5})} = \frac{7,48}{0,9} = 8,31 \text{ кВт-А};$$

$$I_{\text{в } 4-5} = \frac{P_{\text{созд } 4-5}}{\cos \delta_{4-5}} = \frac{24,89}{0,93} = 26,76 \text{ кВт-А}.$$

Суммирование нагрузок на участках 3-4, 2-3, 1-2 и ТП-1 проведем с использованием таблицы 1.15, поскольку нагрузки неоднородные и отличаются более чем в 4 раза. По формуле (1.28)

$$P = P + \Delta P$$

где ΔP - добавка соответствующая меньшей нагрузке (определяется по таблице 1.15).

Участок 3-4.

$$P_{\partial 3-4} = P_{\partial 4-5} + \Delta P_{\partial 4} = 7,48 + 1,2 = 8,68 \text{ кВт}.$$

Из таблицы 1.15 видно, что для $P_{\partial 4} = 2 \text{ кВт}$ $\Delta P_{\partial 4} = 1,2 \text{ кВт}$. Дальнейшие расчеты осуществляем аналогично. Добавки к меньшим значениям нагрузки заносим в таблицу 1.22.

$$P_{\partial 3-4} = P_{\partial 4-5} + \Delta P_{\partial 4} = 24,89 + 2,4 = 27,29 \text{ кВт}.$$

$$\cos(\delta_{3-4}) = \frac{P_{\partial 4-5} \cos(\delta_{4-5}) + P_{\partial 4} \cos(\delta_{\partial 4})}{P_{\partial 3-4}} = \frac{7,48 \cdot 0,9 + 2 \cdot 0,85}{7,48 + 2,0} = 0,89;$$

$$\cos(\delta_{4-5}) = \frac{P_{\partial 4-5} \cos(\delta_{4-5}) + P_{\partial 4} \cos(\delta_{\partial 4})}{P_{\partial 4-5} + P_{\partial 4}} = \frac{24,89 \cdot 0,93 + 4 \cdot 0,9}{24,89 + 4,0} =$$

$$\frac{P_{\partial 3-4}}{\cos(\delta_{3-4})} = \frac{8,68}{0,89} = 9,75 \text{ кВт-А};$$

$$I_{\text{в } 3-4} = \frac{P_{\text{соз } 3-4}}{\cos(\delta_{3-4})} = \frac{27,29}{0,925} = 29,50 \text{ кВт-А}.$$

Участок 2-3.

$$P_{\partial 2-3} = P_{\partial 3-4} + \Delta P_{\partial 3} = 8,68 + 0,8 = 9,48 \text{ кВт};$$

$$P_{\partial 2} = P_{\partial 3-4} + \Delta P_{\partial 3} = 27,29 + 2,7 = 29,99 \text{ кВт}.$$

$$\cos(\delta_{2-3}) = \frac{P_{\partial 3-4} \cos(\delta_{3-4}) + P_{\partial 3} \cos(\delta_{\partial 3})}{P_{\partial 2-3}} = \frac{1,35 \cdot 0,9 + 8,68 \cdot 0,85}{1,35 + 8,68} = 0,89;$$

$$\cos(\delta_{\partial 2-3}) = \frac{P_{\partial 3-4} \cos(\delta_{3-4}) + P_{\partial 3} \cos(\delta_{\partial 3})}{P_{\partial 2-3}} = \frac{27,29 \cdot 0,925 + 4,5 \cdot 0,93}{27,29 + 4,5} = 0,926;$$

$$I_{\partial 2-3} = \frac{P_{\partial 2-3}}{\cos(\delta_{\partial 2-3})} = \frac{9,48}{0,891} = 10,64 \text{ кВт-А};$$

$$I_{\partial 2-3} = \frac{P_{\partial 2-3}}{\cos(\delta_{\partial 2-3})} = \frac{29,99}{0,926} = 32,39 \text{ кВт-А}.$$

Участок 1-2.

$$P_{\partial 1-2} = P_{\partial 2-3} + \Delta P_{\partial 2} = 9,48 + 5,4 = 14,88 \text{ кВт};$$

$$P_{\partial 1} = P_{\partial 2-3} + \Delta P_{\partial 2} = 29,99 + 1,8 = 31,79 \text{ кВт}.$$

$$\cos(\delta_{1-2}) = \frac{P_{\partial 2-3} \cos(\delta_{2-3}) + P_{\partial 2} \cos(\delta_{\partial 2})}{P_{\partial 1-2}} = \frac{29,48 \cdot 0,891 + 9,0 \cdot 0,85}{9,48 + 9,0} = 0,87;$$

$$C_{08\phi} = P_{\sigma 2-3} C_{08\phi \sigma 2-3} + P_{\sigma 2} C_{08\phi \sigma 2} = 29,99 - 0,926 + 3 - 0,9 = 0$$

$$\frac{P+P}{\sigma 2-3 \quad \sigma 2} = \frac{29,99+3}{\quad} = 32,99$$

$$0 = \frac{P_{\text{д1-2}}}{C_{08\phi \text{д1-2}}} = \frac{14,88}{0,87} = 17,1 \text{ кВ-А};$$

$$0_{\text{в1} 2} = \frac{P_{\text{в1-2}}}{C_{08\phi \text{в1-2}}} = \frac{31,79}{0,92} = 34,55 \text{ кВ-А}.$$

Участок ТП-1.

$$P_{\text{дтп-1}} = P_{\text{д1-2}} + AP_{\text{д1}} = 14,88 + 3 = 17,88 \text{ кВт};$$

$$P_{\text{втп-1}} = P_{\text{в1-2}} + AP_{\text{в1}} = 31,79 + 1,2 = 32,99 \text{ кВт}.$$

$$= \frac{P_{\text{д1-2}} C_{08\phi \text{д1-2}} + P_{\text{д1}} C_{08\phi \text{д1}}}{\quad} = \frac{14,88 - 0,87 + 5,0 - 0,85}{\quad} = 0$$

$$\frac{P+P}{\text{д1-2} \quad \text{д1}} = \frac{14,88+5,0}{\quad}$$

$$C_{08\phi \sigma T} P_{\text{в1-2}} C_{08\phi \text{в1-2}} + P_{\text{в1}} C_{08\phi \text{в1}} = 31,79 - 0,92 + 2,0 - 0,9 = 0,919;$$

$$\frac{P+P}{\sigma 1-2 \quad \sigma 1} = \frac{31,79+2,0}{\quad}$$

$$0 = \frac{P_{\text{дтп-1}}}{C_{08\phi \text{дтп-1}}} = \frac{17,88}{0,865} = 20,67 \text{ кВ-А};$$

$$0_{\text{втп-1}} = \frac{P_{\text{втп-1}}}{C_{08\phi \text{втп-1}}} = \frac{32,99}{0,919} = 35,9 \text{ кВ-А}.$$

Участок 15-16.

$$P_{\text{д15-16}} = P_{\text{д16}} = 2,11 \text{ кВт};$$

$$P_{\text{в15-16}} = P_{\text{в16}} = 7,02 \text{ кВт}.$$

$$C_{08\phi \text{д15-16}} = C_{08\phi \text{д16}} = 0,9;$$

$$C_{08\phi \text{в15-16}} = C_{08\phi \text{в16}} = 0,93$$

$$0_{\text{д15-16}} = \frac{P_{\text{д15-16}}}{C_{08\phi \text{д15-16}}} = \frac{2,11}{0,9} = 2,34 \text{ кВ-А};$$

$$0_{\text{в15-16}} = \frac{P_{\text{в15-16}}}{C_{08\phi \text{в15-16}}} = \frac{7,02}{0,93} = 7,55 \text{ кВ-А}.$$

Участок ТП-15.

$$P_{\text{дтп-15}} = \kappa_0(P_{\text{д16}} + P_{\text{д15}}) = 0,75(2,11 + 1,73) = 2,88 \text{ кВт};$$

$$P_{\text{втп-15}} = \kappa_0(P_{\text{в16}} + P_{\text{в15}}) = 0,75(7,02 + 5,76) = 9,58 \text{ кВт}.$$

$$C_{08\phi \sigma T} = P_{\text{д15-16}} C_{08\phi \text{д15-16}} + P_{\text{д15}} C_{08\phi \text{д15}} = 2,11 - 0,9 + 1,73 - 0,90 = 0,9;$$

$$C_{08\phi} = \frac{P_{\text{д15-16}} C_{08\phi \text{д15-16}} + P_{\text{д15}} C_{08\phi \text{д15}}}{P_{\text{дтп-15}}} = \frac{2,11 + 1,73}{2,88} = 1,38$$

$$C_{08\phi} = \frac{P_{\text{в15-16}} C_{08\phi \text{в15-16}} + P_{\text{в15}} C_{08\phi \text{в15}}}{P_{\text{втп-15}}} = \frac{7,02 - 0,93 + 5,76 - 0,93}{9,58} = 0,9$$

$$0_{\text{дтп-15}} = \frac{P_{\text{дтп-15}}}{C_{08\phi \sigma T}} = \frac{2,88}{0,9} = 3,2 \text{ кВ-А};$$

$$0_{\text{втп-15}} = \frac{P_{\text{втп-15}}}{C_{08\phi \sigma T \text{втп-15}}} = \frac{9,58}{0,93} = 10,3 \text{ кВ-А}.$$

Участок 22-23.

$$P_{\text{д22-23}} = P_{\text{д23}} = 5 \text{ кВт};$$

$$P_{\sigma 22-23} = P_{\sigma 23} = 5 \text{ кВт}.$$

$$C_{08\phi \text{д22-23}} = C_{08\phi \text{д23}} = 0,75;$$

$$C_{08\phi \sigma 22-23} = C_{08\phi \sigma 23} = 0,85;$$

$$0_{\text{д22-23}} = \frac{P_{\text{д22-23}}}{C_{08\phi \text{д22-23}}} = \frac{5}{0,75} = 6,67 \text{ кВ-А};$$

$$I_{\partial 22-23}^{5} = \frac{P_{\partial 22-23}}{C_{0.3} P_{\partial 22-23}} = \frac{5}{0.85} = 5,88 \text{ кВ-А.}$$

Участок 21-22.

Суммирование нагрузок в точках 22 и 23 произведем с учетом коэффициента одновременности, поскольку нагрузки являются однородными и соизмеримой мощности.

$$P_{21-22} = \kappa_0 (P_{23} + P_{\partial 22}) = 0,85(5 + 5) = 8,5 \text{ кВт};$$

$$P_{\partial} 21-22 = \kappa_0 (P_{\partial} 23 + P_{\partial} 22) = 0,85(5 + 8) = 11,05 \text{ кВт.}$$

$$\cos \varphi_{\partial}: \frac{P_{\partial 22-23} \cos \varphi_{\partial 22-23} + P_{\partial 22} \cos \varphi_{\partial 22}}{P_{\partial 22-23} + P_{\partial 22}} = \frac{5 \cdot 0,75 + 5 \cdot 0,75}{5 + 5} = 0,75;$$

$$\cos \varphi_{21-22} = \frac{P_{\partial 22-23} \cos \varphi_{\partial 22-23} + P_{\partial 22} \cos \varphi_{\partial 22}}{P_{21-22}} = \frac{5 \cdot 0,85 + 8 \cdot 0,85}{5 + 8} = 0,85$$

$$I_{\partial 21-22}^{5} = \frac{P_{\partial 21-22}}{C_{0.3} P_{\partial 21-22}} = \frac{11,05}{0,75} = 14,73 \text{ кВ-А;}$$

$$I_{\partial 21-22}^{5} = \frac{P_{\partial 21-22}}{C_{0.3} P_{\partial 21-22}} = \frac{11,05}{0,85} = 13,0 \text{ кВ-А.}$$

Участок 20-21.

Начиная с участка 20-21 (до участка ТП-17), суммировать нагрузки будем с помощью таблицы 1.15, поскольку нагрузки неоднородные.

$$P_{\partial 20-21} = P_{\partial 21-22} + AP_{\partial 21} = 8,5 + 1,26 = 9,76 \text{ кВт};$$

$$P_{\partial} 20-21 = P_{\partial} 21-22 + P_{\partial 21} = 11,05 + 4,2 = 15,25 \text{ кВт.}$$

$$\cos \varphi_{\partial} = \frac{P_{\partial 21-22} \cos \varphi_{\partial 21-22} + P_{\partial 21} \cos \varphi_{\partial 21}}{P_{\partial 20-21}} = \frac{8,5 \cdot 0,75 + 2,11 \cdot 0,9}{9,76} = 0,78;$$

$$I_{\partial 20-21}^{5} = \frac{P_{\partial 20-21}}{C_{0.3} P_{\partial 20-21}} = \frac{11,05 + 7,02}{0,85} = 17,33 \text{ кВ-А.}$$

Участок 19-20.

$$P_{\partial 19-20} = P_{\partial 20-21} + AP_{\partial 20} = 9,76 + 1,1 = 10,86 \text{ кВт};$$

$$P_{\partial} 19-20 = P_{\partial} 20-21 + AP_{\partial} 20 = 15,25 + 3,45 = 18,70 \text{ кВт.}$$

$$\cos \varphi_{\partial 19-20} = \frac{P_{\partial 20-21} \cos \varphi_{\partial 20-21} + P_{\partial 20} \cos \varphi_{\partial 20}}{P_{\partial 19-20}} = \frac{9,76 \cdot 0,78 + 1,73 \cdot 0,9}{9,76 + 1,73} = 0,80;$$

$$\cos \varphi_{19-20} = \frac{P_{\partial 20-21} \cos \varphi_{\partial 20-21} + P_{\partial 20} \cos \varphi_{\partial 20}}{P_{19-20}} = \frac{15,25 \cdot 0,88 + 5,76 \cdot 0,93}{15,25 + 5,76} = 0$$

$$I_{\partial 19-20}^{5} = \frac{P_{\partial 19-20}}{C_{0.3} P_{\partial 19-20}} = \frac{10,86}{0,88} = 12,34 \text{ кВ-А;}$$

$$I_{\partial 19-20}^{5} = \frac{P_{\partial 19-20}}{C_{0.3} P_{\partial 19-20}} = \frac{18,70}{0,89} = 21,01 \text{ кВ-А.}$$

Участок 18-19.

$$P_{\partial 18-19} = P_{\partial 19-20} + AP_{\partial 19} = 10,86 + 1,1 = 11,96 \text{ кВт};$$

$$P_{\partial} 18-19 = P_{\partial} 19-20 + AP_{\partial} 19 = 18,70 + 3,45 = 22,15 \text{ кВт.}$$

$$\cos \varphi_{\partial} = \frac{P_{\partial 19-20} \cos \varphi_{\partial 19-20} + P_{\partial 19} \cos \varphi_{\partial 19}}{P_{\partial 18-19}} = \frac{10,86 \cdot 0,8 + 1,73 \cdot 0,9}{10,86 + 1,73} = 0,81;$$

$$\cos \varphi_{18-19} = \frac{P_{\partial 19-20} \cos \varphi_{\partial 19-20} + P_{\partial 19} \cos \varphi_{\partial 19}}{P_{18-19}} = \frac{18,7 \cdot 0,89 + 5,76 \cdot 0,93}{18,7 + 5,76} = 0,90;$$

$$S_{д18-19} = \frac{P_{д18-19}}{C_{03P_{д18-19}}} = \frac{11,96}{0,81} = 14,77 \text{ кВ-А};$$

$$S_{в18-19} = \frac{P_{в18-19}}{C_{03P_{в18-19}}} = \frac{22,15}{0,90} = 24,61 \text{ кВ-А}.$$

Участок 17-18.

$$P_{д17-18} = P_{д18-19} + AP_{д18} = 11,96 + 1,26 = 13,22 \text{ кВт};$$

$$P_{в17-18} = P_{в18-19} + AP_{в18} = 22,15 + 4,2 = 26,35 \text{ кВт}.$$

$$C_{03P_{д17-18}} = \frac{P_{д18-19} C_{03P_{д18-19}} + P_{д18} C_{03P_{д18}}}{P_{д18-19} + P_{д18}} = \frac{11,96 \cdot 0,81 + 2,11 \cdot 0,9}{11,96 + 2,11} = 0,82;$$

$$C_{03P_{обв17-18}} = \frac{P_{в18-19} C_{03P_{в18-19}} + P_{в18} C_{03P_{в18}}}{P_{в18-19} + P_{в18}} = \frac{22,15 \cdot 0,9 + 7,02 \cdot 0,93}{22,15 + 7,02} = 0,91$$

$$S_{д17-18} = \frac{P_{д17-18}}{C_{03P_{д17-18}}} = \frac{13,22}{0,82} = 16,12 \text{ кВ-А};$$

$$S_{в17-18} = \frac{P_{в17-18}}{C_{03P_{в17-18}}} = \frac{26,35}{0,91} = 28,96 \text{ кВ-А}.$$

Участок ТП-17.

$$P_{дТн-17} = P_{д17-18} + AP_{д17} = 13,22 + 9,2 = 22,42 \text{ кВт};$$

$$P_{вТн-17} = P_{в17-18} + AP_{в17} = 26,35 + 4,8 = 31,15 \text{ кВт}.$$

$$C_{03P_{дТн-17}} = \frac{P_{д17-18} C_{03P_{д17-18}} + P_{д17} C_{03P_{д17}}}{P_{д17-18} + P_{д17}} = \frac{13,22 \cdot 0,82 + 15,0 \cdot 0,85}{13,22 + 15,0} = 0,836;$$

$$C_{03P_{вТн-17}} = \frac{P_{в17-18} C_{03P_{в17-18}} + P_{в17} C_{03P_{в17}}}{P_{в17-18} + P_{в17}} = \frac{26,35 \cdot 0,91 + 8 \cdot 0,9}{26,35 + 8} = 0,908.$$

$$S_{дТП-17} = \frac{P_{дТн-17}}{C_{03P_{дТн-17}}} = \frac{22,42}{0,836} = 26,82 \text{ кВ-А};$$

$$S_{вТП-17} = \frac{P_{вТн-17}}{C_{03P_{вТн-17}}} = \frac{31,15}{0,908} = 34,31 \text{ кВ-А}.$$

Расчетную нагрузку уличного освещения на участках линии напряжением 380/220 В определим по формуле (1.2). Результаты расчетов занесем в таблицу 1.22.

Зная расчетную нагрузку на участках линии, уточним суммарную нагрузку на шинах ТП. Эта нагрузка получается путем суммирования расчетных нагрузок отходящих от ТП линий (участки ТП-1, ТП-15, ТП-17) по таблице 1.15.

$$P_{ТП0} = P_{дТП-17} + AP_{дТП-1} + AP_{дТ} = 22,42 + 11,2 + 1,7 = 35,32 \text{ кВт};$$

$$P_{ТП0} = P_{вТП-17} + AP_{вТП-1} + AP_{вТ} = 32,99 + 20,0 + 6 = 58,99 \text{ кВт}.$$

Поскольку расчетная нагрузка в вечерний максимум выше чем в дневной, то расчет мощности ТП ведется по вечернему максимуму.

Активная нагрузка ТП с учетом уличного освещения

$$P_{ТП} = P_{ТП} + P_{ул.} = 58,99 + 10,56 = 69,55 \text{ кВт}.$$

Полная расчетная мощность ТП

$$S_{ТП} = \frac{P_{ТП}}{C_{03P_{ТП}}} = \frac{69,55}{0,92} = 75,6 \text{ кВ-А}.$$

Значение коэффициента мощности может быть принято по таблице 1.6 в зависимости от характера нагрузки. Более точное значение можно определить по формуле:

$$C_{03P_{ТП}} = \frac{P_{дТП-17} C_{03P_{дТП-17}} + P_{вТП-1} C_{03P_{вТП-1}} + P_{дТн-15} C_{03P_{дТн-15}}}{P_{дТП-17} + AP_{дТП-1} + AP_{дТн-15}}$$

$$C_{03P_{ТП}} = \frac{32,99 \cdot 0,919 + 9,58 \cdot 0,93 + 31,15 \cdot 0,908}{32,99 + 9,58 + 31,15} = 0,92.$$

По полной расчетной мощности $S_{ТП}$ выбирается мощность и тип трансформатора.

1.6. Расчет электрических нагрузок в сетях напряжением 10 кВ

Расчетные нагрузки линий напряжением 10 кВ определяют суммированием расчетных нагрузок подстанций 10/0,4кВ. Если нагрузки подстанций отличаются по значению не более чем в 4 раза, то суммирование проводится с учетом коэффициентов одновременности, приведенных в таблице 1.23.

Таблица 1.23

Значения коэффициентов одновременности
для суммирования электрических нагрузок в сетях 6...20 кВ

Количество трансформаторных подстанций	2	3	5	10	20	25 и более
Коэффициент одновременности	0,90	0,85	0,80	0,75	0,70	0,65

Если нагрузки подстанций отличаются по значению более чем в 4 раза, то суммирование следует проводить по формуле (1.28). Добавка, соответствующая меньшей нагрузке, принимается из таблицы 1.24.

Таблица 1.24

Значения добавок активной мощности
для суммирования нагрузок в сетях 6...35 кВ, кВт

<i>P</i>	<i>A P</i>	<i>P</i>	<i>A P</i>	<i>P</i>	<i>A P</i>	<i>P</i>	<i>A P</i>	<i>P</i>	<i>A P</i>	<i>P</i>	<i>A P</i>	<i>P</i>	<i>A P</i>	<i>P</i>	<i>A P</i>
1	+0,6	26	+17,2	52	+38,0	105	+78	260	+204	510	+408	760	+618	1020	+847
2	+1,2	27	+18,0	54	+39,5	110	+82	270	+212	520	+416	770	+626	1040	+865
3	+1,8	28	+18,8	56	+41,0	115	+86	280	+220	530	+424	780	+634	1060	+882
4	+2,5	29	+19,6	58	+42,5	120	+90	290	+228	540	+432	790	+642	1080	+900
5	+3,1	30	+20,4	60	+44,0	125	+94	300	+235	550	+440	800	+650	1100	+918
6	+3,7	31	+21,2	62	+45,6	130	+98	310	+243	560	+448	810	+659	1120	+935
7	+4,3	32	+22,0	64	+47,2	135	+102	320	+251	570	+456	820	+667	1140	+953
8	+5,0	33	+22,8	66	+48,8	140	+106	330	+259	580	+465	830	+668	1160	+970
9	+5,6	34	+23,6	68	+50,4	145	+110	340	+267	590	+474	840	+686	1180	+967
10	+6,3	35	+24,4	70	+52,0	150	+115	350	+275	600	+483	850	+695	1200	+1005
11	+7,0	36	+25,2	72	+53,5	155	+119	360	+283	610	+492	860	+704	1220	+1022
12	+7,7	37	+26,0	74	+55,0	160	+123	370	+291	620	+500	870	+713	1240	+1040
13	+8,4	38	+26,8	76	+56,5	165	+127	380	+299	630	+508	880	+722	1260	+1057
14	+9,0	39	+27,6	78	+58,0	170	+131	390	+307	640	+517	890	+731	1280	+1075
15	+9,7	40	+28,4	80	+59,5	175	+135	400	+315	650	+525	900	+740	1300	+1093
16	+10,4	41	+29,2	82	+61,0	180	+139	410	+323	660	+534	910	+749	1320	+1110
17	+11,0	42	+30,0	84	+62,5	185	+143	420	+332	670	+543	920	+758	1340	+1128
18	+11,6	43	+30,8	86	+64,0	190	+147	430	+340	680	+552	930	+767	1360	+1146
19	+12,3	44	+31,6	88	+65,5	195	+151	440	+348	690	+561	940	+776	1380	+1164
20	+13,0	45	+32,4	90	+67,0	200	+155	450	+357	700	+570	950	+785	1400	+1182
21	+13,7	46	+33,2	92	+68,5	210	+162	460	+365	710	+578	960	+794	1420	+1200
22	+14,4	47	+34,0	94	+70,0	220	+170	470	+374	720	+586	970	+803	1440	+1218
23	+15,1	48	+34,8	96	+71,5	230	+178	480	+382	730	+594	980	+812	1460	+1235
24	+15,8	49	+35,6	98	+73,0	240	+186	490	+391	740	+602	990	+821	1480	+1252
25	+16,5	50	+36,5	100	+74,5	250	+194	500	+400	750	+610	1000	+830	1500	+1270

Расчетные нагрузки в сетях напряжением 10 кВ определяются с учетом достигнутой к исходному году фактической загрузки действующих ТП. При отсутствии непосредственных замеров нагрузок на ТП 10/0, 4 кВ нагрузки можно определить по данным замеров нагрузки линии 10 кВ, к которой присоединяются эти подстанции. Максимальная нагрузка ТП в этом случае определяется по формуле:

$$P_{ТП} = \delta_{ША} \cdot C_{08\phi} \cdot S_{ТП} \quad (1.36)$$

где $\delta_{ТШ}$ - установленная мощность трансформатора ТП, присоединенной к линии, кВ-А;

$C_{08\phi}$ - коэффициент мощности трансформатора ТП при максимальной нагрузке (принимается по таблице 1.6 или по графику, приведенному на рисунке 1.5);

к. коэффициент средней загрузки ТП.

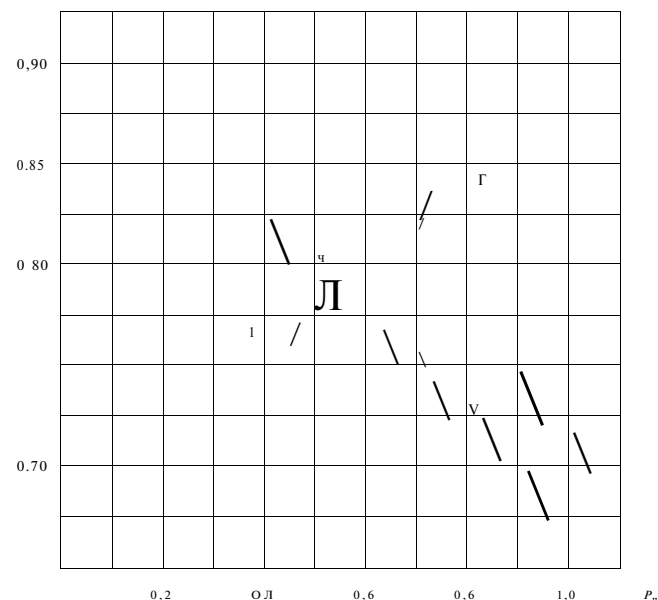


Рис. 1.5. Зависимость коэффициента мощности от соотношения расчетной нагрузки производственных потребителей $P_{п}$ и суммарной расчетной нагрузки $P_{с}$:
1 - при дневном максимуме нагрузок,
2 - при вечернем максимуме нагрузок

Если сведения об отношении нагрузок P^n / P^o отсутствуют, то значение $C_{08} \phi^l$ при определении полной мощности на участках сетей напряжением 6...35 кВ, питающих ТП 6-35/0,4 кВ можно с достаточной степенью точности принимать по таблице 1.25 в зависимости от отношения дневного максимума нагрузок (P_d) к вечернему (P_e).

Таблица 1.25

Значения коэффициентов мощности для сетей 6...35 кВ

P_d/P_e	$C_{08} \phi^d$	$C_{08} \phi_e$	P_d/P_e	$C_{08} \phi^d$	$C_{08} \phi_e$
0,25-0,35	0,92	0,95	0,86-1,15	0,78	0,87
0,36-0,60	0,88	0,93	1,16-1,4	0,76	0,82
0,61-0,85	0,83	0,91	1,41 и более	0,73	0,73

Коэффициент средней загрузки ТП определяется по формуле:

$$K = \frac{P}{\kappa_0 \times \chi \times \frac{S_{ТМ}^{\kappa} a \Gamma}{n} \times C_{08\phi}}, \quad (137)$$

где P^n - фактическая максимальная нагрузка линии напряжением 10 кВ по данным измерений, кВт;

κ^0 - коэффициент одновременности нагрузок разных групп потребителей, присоединенных к линии напряжением 10 кВ (принимается по таблице 1.26);

κ^A - коэффициент сезонности потребителей трансформаторов, принимается по приложению или таблице 1.16.

Таблица 1.26

Значения коэффициентов одновременности нагрузок разных групп потребителей

Количество ТП	3...6	7...13	14...20	21...30
Коэффициент одновременности, K^o	0,65	0,60	0,55	0,50

Если замеры нагрузок ТП заданы в амперах, то максимальная активная нагрузка может быть определена по формуле:

$$P_{Ш1} = y_{1311}^n I - C_{08\phi}, \quad (138)$$

где $C_{08}^n = 0,38$ кВ - номинальное линейное напряжение низкой стороны трансформатора;

I - измеренное значение тока, А.

Перспективная расчетная нагрузка существующих ТП определяется по формуле:

$$P^P = P_{ТШК}, \quad (139)$$

где $P_{ТШК}$ - максимальная существующая нагрузка трансформаторной подстанции в исходном году (по данным измерений), кВт;

κ^n - коэффициент роста нагрузок (табл. 1.27).

Таблица 1.27

Значения коэффициентов роста нагрузок ТП 10/0,4 кВ

Виды потребителей	Расчетный год			
	5	7	10*	12*
Коммунально-бытовые	1,2	1,3	1,8	2,0
Производственные	1,3	1,4	2,1	2,4
Смешанные и прочие несельскохозяйственные	1,3	1,4	2,0	2,2
* Коэффициенты расчета нагрузок на 10-й и 12-й годы учитывают нагрузки всех потребителей, включая новые				

Для электрических нагрузок ТП, питающих животноводческие комплексы, неперспективные населенные пункты и другие потребители, развитие которых не намечается, коэффициент роста нагрузок принимается равным единице ($\kappa^n = 1$).

Порядок расчета электрических нагрузок в сетях напряжением 10 кВ

1. Провести обследование подстанций и измерить их нагрузки. Данные обследования занести в таблицу 1.28.

Таблица 1.28

Сведения о действующих ТП напряжением 10/0,4 кВ, присоединенных к ТП напряжением 35/10 кВ

Месторасположения ТП	Номера ТП	Количество трансформаторов	Номинальная мощность трансформатора, ^)	Вид нагрузки	Максимальная нагрузка, (Дп)	Сведения о развитии потребителей
		шт.	кВ-А		кВт	
1.						
2.						

Уточнить наличие потребителей, строительство которых планируется в перспективный период в зоне подстанций напряжением 35/10 кВ. Если такие потребители имеются, то сведения о них следует представить в виде таблицы 1.29.

Таблица 1.29

Сведения о потребителях, строительство которых планируется в перспективный период в зоне подстанции напряжением 35/10 кВ

Место расположения ТП	Номер подстанции	Номинальная мощность трансформатора (S _н), кВ-А	Максимальная нагрузка, кВт	Намеченный год ввода в эксплуатацию	Наименование потребителей
1.					
2.					

2. При отсутствии замеров нагрузок на трансформаторных подстанциях напряжением 10/0,4 кВ и наличии данных замеров нагрузки линии 10 кВ следует расчет нагрузки ТП произвести по формуле (1.36).

3. Если замеры нагрузок проводились с использованием амперметра, то подсчет нагрузки следует производить по формуле (1.38).

4. Составить расчетную схему линии напряжением 10 кВ. Нанести на нее данные обследования (номера ТП, установленную мощность трансформаторов, их нагрузку по замерам), пронумеровать участки линии.

5. В соответствии с таблицей 1.27 уточнить коэффициенты роста нагрузок, определить коэффициенты дневного и вечернего максимумов нагрузок и коэффициенты сезонности (таблица 1.16). Результаты расчетов занести в таблицу 1.30.

Таблица 1.30

Результаты расчетов нагрузок подстанций

Номер ТП	V	P	K					Вид потребителя
	кВ-А	кВт						
1.								
2.								

6. Исходя из формулы (1.39), определить нагрузки ТП для дневного и вечернего максимумов по формулам:

$$P_{p,d} = P_{ТП} \cdot k_d \cdot K; \quad (1.40)$$

$$P_{p,v} = P_{ТП} \cdot K. \quad (1.41)$$

При наличии на линии ТП, питающих сезонные потребители, нагрузки этих ТП определяются с учетом коэффициентов сезонности (табл. 1.16).

7. Произвести суммирование нагрузок по участкам линии. Если значения нагрузок подстанций отличаются не более чем в 4 раза, то суммирование производится с учетом коэффициентов одновременности (табл. 1.23). Если значения нагрузок подстанций отличаются более чем в 4 раза, то суммирование нагрузок производится по формуле 1.28. Значения добавок принимаются из таблицы 1.24.

8. Определить полную расчетную мощность по участкам в дневной и вечерний максимумы по формулам:

$$= \frac{P \cdot \Delta}{\cos(p^d)}; \quad (1.42)$$

$$V \quad (1.43)$$

Коэффициенты мощности $\cos p^d$ и $\cos p^e$ определяются по таблице 1.25. Результаты расчетов занести в таблицу 1.31.

Таблица 1.31

Расчет электрических нагрузок
на участках линии напряжением 10 кВ

Расчетный участок	Расчетная активная нагрузка, кВт		$\cos p$	Коэффициент одновременности	Надбавка, кВт		Расчетная полная нагрузка, кВт-А	
						AP^e		

Пример 7. Рассчитать электрические нагрузки линии напряжением 10 кВ, схема которой приведена на рисунке 1.6.

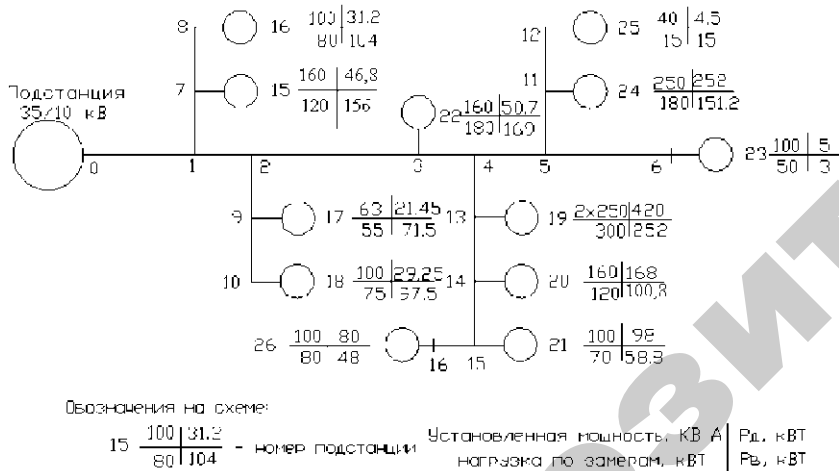


Рис. 1.6. Расчетная схема линии напряжением 10 кВ

Сведения о действующих подстанциях, питаемых от данной линии, представлены в таблице 1.32. В таблице 1.32 представлены сведения о подстанциях, питаемой от линии напряжением 10 В.

Сведения о действующих ТП 10/0,4 кВ, присоединенных к центру питания (ТП 35/10 кВ)

Месторасположение ТП	Номер ТП	Количество трансформаторов	Номинальная мощность трансформатора,	Потребитель (вид нагрузки)	Максимальная нагрузка, Р	Сведения о развитии потребителей
			кВт-А		кВт	
1. Заборье (деревня)	15		160	Коммунально-бытовая	120	
2. Вишнево (деревня)	16		100	-//-	80	
3. Журавка (деревня)	17		63	-//-	55	
4. Журавка (деревня)	18		100	-//-	75	
5. Осово (поселок)	19		250 250	Ферма КРС на 200 голов	150 150	В стадии освоения
6. Осово (поселок)	20		160	Мастерская	120	
7. Осово (поселок)	21		100	Хозяйственный двор	70	
8. Осово (поселок)	22		160	Коммунально-бытовая	130	
9. СПК "Осовский"	23		100	Орошение	50	
10. СПК "Осовский"	24		250	Свиноферма	180	
11. СПК "Осовский" (хутор)	25		40	Коммунально-бытовая	15	Неперспективный

На территории совхоза планируется построить картофелехранилище. Сведения о нагрузке представлены в таблице 1.33.

Таблица 1.33

Сведения о потребителях, строительство которых намечено в зоне подстанции напряжением 35/10 кВ в перспективный период

Месторасположение потребителя	Номер подстанции	Номинальная мощность трансформатора S_n , кВ-А	Расчетная максимальная нагрузка, кВт	Намеченный год ввода в эксплуатацию	Наименование потребителя
1. СПК "Осовский"	26	100	80		Картофелехранилище

Расчетный период составляет 7 лет.

Решение.

1. Нанесем на схему линии напряжением 10 кВ данные обследования и пронумеруем ее участки.

2. По таблице 1.27 определим коэффициенты роста нагрузок, по таблице 1.16 - коэффициенты сезонности, из подраздела 1.5 - коэффициенты дневного и вечернего максимумов нагрузок. Их значения занесем в таблицу 1.34.

Таблица 1.34

Результаты расчетов нагрузок подстанций

Номер ТП	$S_{ТП}$		K	k^{θ}	k^{ϕ}	$P_{p,d}$		Вид потребителя
	кВ-А	кВт				кВт	кВт	
15	160	120	1,3	0,3	1,0	46,8	156	Жилые дома
16	100	80	1,3	0,3	1,0	31,2	104	Жилые дома
17	63	55	1,3	0,3	1,0	21,45	71,5	Жилые дома
18	100	75	1,3	0,3	1,0	29,25	97,5	Жилые дома
19	500	300	1,4	1,0	0,6	420	252	Ферма КРС
20	160	120	1,4	1,0	0,6	168	100,8	Мастерские
21	100	70	1,4	1,0	0,6	98	58,8	Хозяйственный двор
22	160	130	1,3	0,3	1,0	50,7	169	Жилые дома
23	100	50	1,0	1,0	0,6	5,0	3,0	Оросительные системы
24	250	180	1,4	1,0	0,6	252	151,2	Свиноферма
25	40	15	1,0	0,3	1,0	4,5	15	Жилые дома
26	100	80	1,0	1,0	0,6	80	48	Картофелехранилище

3. По формулам (1.40) и (1.41) определяем нагрузки ТП для дневного и вечернего максимумов нагрузок.

ТП № 15:

$$P_{p,d} = S_{ТП} \cdot K^{\theta} \cdot K^{\phi} = 120 \cdot 0,3 \cdot 1,3 = 46,8 \text{ кВт};$$

$$P_{p,v} = S_{ТП} \cdot K^{\theta} \cdot K^{\phi} = 120 \cdot 1,0 \cdot 1,3 = 156 \text{ кВт}.$$

ТП № 16:

$$P_{p,d} = 80 \cdot 0,3 \cdot 1,3 = 31,2 \text{ кВт};$$

$$P_{p,v} = 80 \cdot 1,0 \cdot 1,3 = 104 \text{ кВт}.$$

ТП № 17:

$$P_{p,d} = 55 \cdot 0,3 \cdot 1,3 = 21,45 \text{ кВт};$$

$$P_{p,v} = 55 \cdot 1,0 \cdot 1,3 = 71,5 \text{ кВт}.$$

ТП № 18:

$$P_{p,d} = 75 \cdot 0,3 \cdot 1,3 = 29,25 \text{ кВт};$$

$$P_{p,v} = 75 \cdot 1,0 \cdot 1,3 = 97,5 \text{ кВт}.$$

ТП № 19:

$$P_{p,d} = 300 \cdot 1,0 \cdot 1,4 = 420 \text{ кВт};$$

$$P_{p,v} = 300 \cdot 0,6 \cdot 1,4 = 252 \text{ кВт}.$$

ТП № 20:

$$P_{p,d} = 120 \cdot 1 \cdot 1,4 = 168 \text{ кВт};$$

$$P_{p,v} = 120 \cdot 0,6 \cdot 1,4 = 100,8 \text{ кВт}.$$

ТП № 21:

$$P_{p,d} = 70 \cdot 1 \cdot 1,4 = 98 \text{ кВт};$$

$$P_{p,v} = 70 \cdot 0,6 \cdot 1,4 = 58,8 \text{ кВт}.$$

ТП № 22:

$$P_{p,d} = 130 \cdot 0,3 \cdot 1,3 = 50,7 \text{ кВт};$$

$$P_{p,v} = 130 \cdot 1,0 \cdot 1,3 = 169 \text{ кВт}.$$

ТП № 23:

От данной ТП питается нагрузка системы орошения. В зимний период коэффициент сезонности $k^c = 0 \dots 1$. Примем $k^c = 0,1$. Тогда расчетная нагрузка системы орошения в зимний период составит:

$$P_p = P_{пн} K^c = 50 \cdot 0,1 = 5 \text{ кВт.}$$

Поскольку нагрузка от питания системы орошения составляет менее 30 %, то расчеты для летнего режима не производятся:

$$P_{р.д} = 5 - 1,0 - 1,0 = 5 \text{ кВт};$$

$$P_{р.в} = 5 \cdot 0,6 - 1,0 = 3 \text{ кВт.}$$

ТП № 24:

$$P = 180 - 1,0 - 1,4 = 252 \text{ кВт};$$

$$180 - 0,6 - 1,4 = 151,2 \text{ кВт.}$$

ТП № 25:

$$P_{р.д} = 15 - 0,3 - 1,0 = 4,5 \text{ кВт};$$

$$P_{р.в} = 15 - 1,0 - 0 = 15 \text{ кВт.}$$

ТП № 26:

$$P_{р.д} = 80 - 1,0 - 1,0 = 80 \text{ кВт};$$

$$80 - 0,6 - 1,0 = 48 \text{ кВт.}$$

4. Определим нагрузки на участках линии. Суммирование нагрузок производим в зависимости от их соотношения по таблице 1.23 или формуле (1.28). Результаты расчетов заносим в таблицу 1.35.

Участок 11-12.

$$P_{р.д.11-12} = P_{р.д.ТП25} = 4,5 \text{ кВт};$$

$$P_{р.в.11-12} = P_{р.в.ТП25} = 15 \text{ кВт}$$

По таблице 1.25 определяем $\cos \varphi$

Поскольку

$$\frac{P_{р.д.11-12}}{P} = \frac{4,5}{15} = 0,3, \text{ то } \cos \varphi_{дп-12} = 0,92, \cos \varphi_{вп-12} = 0,95.$$

По формулам (1.42) и (1.43) определяем полную расчетную мощность на участке:

$$V = \frac{P_{р.д.11-12}}{\cos \varphi_{д.11-12}} = \frac{4,5}{0,92} = 49 \text{ кВ} \cdot \text{А.}$$

$$V = \frac{P_{р.в.11-12}}{\cos \varphi_{в}} = \frac{15}{0,95} = 15,8 \text{ кВ} \cdot \text{А.}$$

Участок 5-11.

Поскольку значения нагрузок потребителей отличаются более чем в 4 раза, то суммирование производим по формуле (1.28). Значение добавки к меньшей нагрузке определяем по таблице 1.24.

$$P_{р.д.5-11} = P_{пнп} 24 + A P_{р.д.ТП 25} = 252 + 2,8 = 254,8 \text{ кВт};$$

$$P_{р.в.5-11} = P_{р.в.ТП24} + A P_{р.в.ТП25} = 151,2 + 9,7 = 160,9 \text{ кВт.}$$

$$\text{Поскольку } \frac{P_{р.д.5-11}}{P_{р.в.5-11}} = \frac{254,8}{160,9} = 1,58, \text{ то } \cos \varphi_{д-11}^{0,5-11} = 0,73.$$

$$* P_{р.д.-п} = \frac{P_{р.д.5-11}}{\cos \varphi_{д-п}^{0,5-11}} = \frac{254,8}{0,73} = 349 \text{ кВт} \cdot \text{А};$$

$$* P_{р.в.-п} = \frac{P_{р.в.5-11}}{\cos \varphi_{в-п}^{0,5-11}} = \frac{160,9}{0,73} = 220,4 \text{ кВт} \cdot \text{А.}$$

Участок 5-6.

$$P_{р.д} = P_{р.д.ТП25} = 4,5 \text{ кВт};$$

$$P = P = 3 \text{ кВт.}$$

Поскольку $\frac{P_{д.5-6}}{P_{р.в.5-6}} = \frac{5}{3} = 1,7$, то $C_{08\phi_{д.5-6}} = 0,73$,

$$C_{08\phi_{в.5-6}} = 0,73.$$

$$U_{р.5-6} = \frac{P_{р.д.5-6}}{C_{08\phi_{д.5-6}}} = \frac{6,8}{0,73} = 9,3 \text{ кВ - А;}$$

$$U_{р.в.5-6} = \frac{P_{р.в.5-6}}{C_{08\phi_{в.5-6}}} = \frac{3}{0,73} = 4,1 \text{ кВ - А.}$$

Участок 4-5.

$$P_{р.д.4-5} = P_{р.д.5-и} + \Delta P_{р.д.5-6} = 254,8 + 3,1 = 257,9 \text{ кВт;}$$

$$P_{р.в.4-5} = P_{р.в.5-и} + \Delta P_{р.в.5-6} = 160,9 + 1,8 = 162,7 \text{ кВт.}$$

Поскольку $\frac{P_{р.д.4-5}}{P_{р.в.4-5}} = \frac{257,9}{162,7} = 1,58$, то $C_{08\phi_{д.4-5}} = 0,73$,

$$C_{08\phi_{в.4-5}} = 0,73.$$

$$U_{р.д.4-5} = \frac{P_{р.д.4-5}}{C_{08\phi_{д.4-5}}} = \frac{257,9}{0,73} = 353,3 \text{ кВ - А;}$$

$$U_{р.в.4-5} = \frac{P_{р.в.4-5}}{C_{08\phi_{в.4-5}}} = \frac{162,7}{0,73} = 222,9 \text{ кВ - А.}$$

Суммирование нагрузок других участков производится аналогичным образом. Результаты замеров заносятся в таблицу 1.35.

Участок 15-16.

$$P_{р.д.15-16} = 80 \text{ кВт;}$$

$$P_{р.в.15-16} = 48 \text{ кВт.}$$

Поскольку $\frac{P_{р.д.15-16}}{P_{р.в.15-16}} = \frac{80}{48} = 1,67$, то $C_{08\phi_{д.15-16}} = 0,73$,

$$C_{08\phi_{в.15-16}} = 0,73.$$

$$U_{р.д.15-16} = \frac{P_{р.д.15-16}}{C_{08\phi_{д.15-16}}} = \frac{80}{0,73} = 109,6 \text{ кВ - А;}$$

$$U_{р.в.15-16} = \frac{P_{р.в.15-16}}{C_{08\phi_{в.15-16}}} = \frac{48}{0,73} = 65,8 \text{ кВ - А.}$$

Участок 14-15.

$$P_{р.д.14-15} = 0,9(80 + 98) = 160,2 \text{ кВт;}$$

$$P_{р.в.14-15} = 0,9(48 + 58,87) = 96,1 \text{ кВт.}$$

Поскольку $\frac{P_{р.д.14-15}}{P_{р.в.14-15}} = \frac{160,2}{96,1} = 1,67$, то $C_{08\phi_{д.14-15}} = 0,73$,

$$C_{08\phi_{в.14-15}} = 0,73.$$

$$U_{р.д.14-15} = \frac{P_{р.д.14-15}}{C_{08\phi_{д.14-15}}} = \frac{160,2}{0,73} = 219,5 \text{ кВ - А;}$$

$$U_{р.в.14-15} = \frac{P_{р.в.14-15}}{C_{08\phi_{в.14-15}}} = \frac{96,1}{0,73} = 131,6 \text{ кВ - А.}$$

Участок 13-14.

$$P_{р.д.13-14} = 0,85(80 + 98 + 168) = 294,1 \text{ кВт};$$

$$P_{р.в.13-14} = 0,85(48 + 58,8 + 100,8) = 176,5 \text{ кВт}.$$

Поскольку $\frac{P_{р.д.13-14}}{P_{р.в.13-14}} = \frac{294,1}{176,5} = 1,67$.

$$\cos \varphi_{д.13-14} = \cos \varphi_{в.13-14} = 0,73.$$

$$I_{*P.д.13-14} = \frac{P_{р.д.13-14}}{\cos \varphi_{д.13-14}} = \frac{294,1}{0,73} = 402,9 \text{ кВ - А};$$

$$I_{*P.в.13-14} = \frac{P_{р.в.13-14}}{\cos \varphi_{в.13-14}} = \frac{176,5}{0,73} = 241,8 \text{ кВ - А}.$$

Участок 4-13.

$$P_{рр.д.4-13} = 0,9(420 + 294,1) = 642,7 \text{ кВт};$$

$$P_{рр.в.4-13} = 0,9(252 + 176,5) = 385,7 \text{ кВт}.$$

Поскольку $\frac{P_{рр.д.4-13}}{P_{рр.в.4-13}} = \frac{642,7}{385,7} = 1,67$, то

$$\cos \varphi_{д.4-13} = \cos \varphi_{в.4-13} = 0,73.$$

$$I_{*P.д.4-13} = \frac{P_{рр.д.4-13}}{\cos \varphi_{д.4-13}} = \frac{642,7}{0,73} = 880,4 \text{ кВ - А};$$

$$I_{P.в.4-13} = \frac{P_{рр.в.4-13}}{\cos \varphi_{в.4-13}} = \frac{385,7}{0,73} = 528,4 \text{ кВ - А}.$$

Участок 3-4.

$$P = 0,9(257,9 + 642,7) = 810,5 \text{ кВт};$$

$$P_{рр.в.3-4} = 0,9(162,7 + 385,7) = 493,6 \text{ кВт}.$$

Поскольку $\frac{P_{р.д.3-4}}{P_{р.в.3-4}} = \frac{810,5}{493,6} = 1,64$, то

$$\cos \varphi_{д.3-4} = \cos \varphi_{в.3-4} = 0,73.$$

$$I_{*,3-4} = \frac{P_{р.д.3-4}}{\cos \varphi_{д.3-4}} = \frac{810,5}{0,73} = 1110,3 \text{ кВ - А};$$

$$I_{*P.в.3-4} = \frac{P_{р.в.3-4}}{\cos \varphi_{в.3-4}} = \frac{493,6}{0,73} = 676,2 \text{ кВ - А}.$$

Участок 2-3.

$$P_{рр.д.2-3} = P_{рр.д.3-4} + A P_{рр.д.тп 22} = 810,5 + 37 = 847,5 \text{ кВт};$$

$$P_{рр.в.2-3} = P_{рр.в.тп 3-4} + A P_{рр.в.тп 22} = 493,6 + 130 = 623,6 \text{ кВт}.$$

Поскольку $\frac{P_{рр.д.2-3}}{P_{рр.в.2-3}} = \frac{847,5}{623,6} = 1,34$, то $\cos \varphi_{д.2-3} = 0,76$,

$$\cos \varphi_{в.2-3} = 0,82.$$

$$I_{*P.д.2-3} = \frac{P_{рр.д.2-3}}{\cos \varphi_{д.2-3}} = \frac{847,5}{0,76} = 1115,1 \text{ кВ - А};$$

$$I_{*P.в.2-3} = \frac{P_{рр.в.2-3}}{\cos \varphi_{в.2-3}} = \frac{623,6}{0,82} = 760,5 \text{ кВ - А}.$$

Участок 9-10.

$$P_{р.д.9-10} = 29,25 \text{ кВт};$$

$$P_{р.в.9-10} = 97,5 \text{ кВт.}$$

Поскольку $\frac{P_{р.д.9-10}}{P_{р.в.9-10}} = \frac{29,25}{97,5} = 0,3$, то $\cos \varphi_{д.9-10} = 0,92$,

$$V_{р.д.9-10} = \frac{P_{р.д.9-10}}{\cos \varphi_{д.9-10}} = \frac{29,25}{0,92} = 31,8 \text{ кВ - А};$$

$$V_{р.в.9-10} = \frac{P_{р.в.9-10}}{\cos \varphi_{в.9-10}} = \frac{97,5}{0,95} = 102,6 \text{ кВ - А.}$$

Участок 2-9.

$$P_{рр.д.2-9} = 0,9(21,45 + 29,25) = 45,6 \text{ кВт};$$

$$P_{рр.в.2-9} = 0,9(71,5 + 97,5) = 152,1 \text{ кВт.}$$

Поскольку $\frac{P_{рр.д.2-9}}{P_{рр.в.2-9}} = \frac{45,6}{152,1} = 0,3$, то $\cos \varphi_{д.2-9} = 0,92$,

$$\cos \varphi_{в.2-9} = 0,95.$$

$$V_{рр.д.2-9} = \frac{P_{рр.д.2-9}}{\cos \varphi_{д.2-9}} = \frac{45,6}{0,92} = 49,63 \text{ кВ - А};$$

$$\mathcal{S}^{\wedge} = \frac{I^{\wedge}}{\cos \varphi_{в.2-9}} = \frac{152,1}{0,95} = 160,1 \text{ кВ - А.}$$

Участок 1-2.

$$P_{рр.д.1-2} = P_{рр.д.2-3} + \Delta P_{рр.д.2-9} = 847,5 + 32,8 = 880,3 \text{ кВт};$$

$$P_{рр.в.1-2} = P_{рр.в.2-3} + \Delta P_{рр.в.2-9} = 623,6 + 117 = 740,6 \text{ кВт.}$$

Поскольку $\frac{P_{рр.д.1-2}}{P_{рр.в.1-2}} = \frac{880,3}{740,6} = 1,19$, то $\cos \varphi_{д.1-2} = 0,76$.

$$\cos \varphi_{в.1-2} = 0,82.$$

$$V_{рр.д.1-2} = \frac{P_{рр.д.1-2}}{\cos \varphi_{д.1-2}} = \frac{880,3}{0,76} = 1158,3 \text{ кВ - А};$$

$$V_{рр.в.1-2} = \frac{P_{рр.в.1-2}}{\cos \varphi_{в.1-2}} = \frac{740,6}{0,82} = 903,2 \text{ В - А.}$$

Участок 7-8.

$$P_{рр.д.7-8} = 31,2 \text{ кВт};$$

$$P_{рр.в.7-8} = 104 \text{ кВт.}$$

Поскольку $\frac{P_{рр.д.7-8}}{P_{рр.в.7-8}} = \frac{31,2}{104} = 0,3$, то $\cos \varphi_{д.7-8} = 0,92$,

$$\cos \varphi_{в.7-8} = 0,95.$$

$$V_{рр.д.7-8} = \frac{P_{рр.д.7-8}}{\cos \varphi_{д.7-8}} = \frac{31,2}{0,92} = 33,9 \text{ кВ - А};$$

$$V_{рр.в.7-8} = \frac{P_{рр.в.7-8}}{\cos \varphi_{в.7-8}} = \frac{104}{0,95} = 109,5 \text{ кВ - А.}$$

Участок 1-7.

$$P_{рр.д.1-7} = 0,9(31,2 + 46,8) = 70,2 \text{ кВт};$$

$$P = 0,9(104 + 156) = 234 \text{ кВт.}$$

Таблица 1.35

Расчет нагрузок на участках линии

Расчетный участок	Расчетная активная нагрузка, кВт		Коэффициент мощности		К	Надбавка, кВт		Расчетная полная нагрузка, кВ-А	
	P	P _{р.в.}	C08 < p ^d			AP _д	AP _в	V _{р.д.}	
11-12	4,5	15	0,92	0,95	-	-	-	4,9	15,8
5-11	254,8	160,9	0,73	0,73	-	2,8	9,7	349,0	220,4
5-6	5,0	3,0	0,73	0,73	-	-	-	6,8	4,1
4-5	257,9	162,7	0,73	0,73	-	3,1	1,8	353,3	222,9
15-16	80,0	48,0	0,73	0,73	-	-	-	109,6	65,8
14-15	160,2	96,1	0,73	0,73	0,9	-	-	219,5	131,6
13-14	294,1	176,5	0,73	0,73	0,85	-	-	402,9	241,8
4-13	642,7	385,7	0,73	0,73	0,9	-	-	880,4	528,4
3-4	810,5	493,6	0,73	0,73	0,9	-	-	1110,3	676,2
2-3	847,5	623,6	0,76	0,82	-	37	130	1115,1	760,5
9-10	29,25	97,5	0,92	0,95	-	-	-	31,8	102,6
2-9	45,6	152,1	0,92	0,95	0,9	-	-	49,6	160,1
1-2	880,3	740,6	0,76	0,82	-	32,8	117	1158,3	903,2
7-8	31,2	104,0	0,92	0,95	-	-	-	33,9	109,5
1-7	70,2	234	0,92	0,95	0,9	-	-	76,3	246,3
0-1	932,59	922,6	0,78	0,87	-	52,2	182	1195,5	1060,5

Поскольку $P_{р.в.1-7}^{p^d} = 234^2 = 0,3$, то $C_{08фд.1-7} = 0,92$.

$$C_{08ф.в.1-7} = 0,95.$$

$$C_{P.д.1-7} = \frac{P_{р.д.1-7}}{C_{08фд.1-7}} = \frac{70,2}{0,92} = \frac{76,3}{0,92} = \frac{76,3}{0,92} \text{ кВ-А};$$

$$P_{р.в.1-7} = \frac{P_{р.в.1-7}}{C_{08ф.в.1-7}} = \frac{234}{0,95} = 246,3 \text{ кВ-А}.$$

Участок 0-1.

$$P_{р.д.0-1} = P_{р.д.1-2} + AP_{р.д.1-7} = 880,3 + 52,2 = 932,5 \text{ кВт};$$

$$P_{р.в.0-1} = P_{р.в.1-2} + AP_{р.в.1-7} = 740,6 + 182 = 922,6 \text{ кВт.}$$

Поскольку $P_{р.д.0-1} = 932,5$, $P_{р.в.0-1} = 922,6$, то $C_{08фд.0-1} = 0,78$, $C_{08ф.в.0-1} = 0,87$.

$$P_{р.д.0-1} = \frac{932,5}{0,78} = 1195,5 \text{ кВ-А};$$

$$C_{р.в.0-1} = \frac{922,6}{0,87} = 1060,5 \text{ кВ-А}.$$

Сумма нагрузок отходящих линий напряжением 10 кВ определяет расчетную мощность трансформаторной подстанции напряжением 35/10 кВ.

1.7. Расчет электрических нагрузок в сетях напряжением 35 и 110 кВ

Электрические нагрузки в сетях напряжением 35 и 110 кВ определяются так же, как и в сетях напряжением 0,38 и 10 кВ суммированием расчетных нагрузок подстанций напряжением 35...110/10...35 кВ.

Если значения нагрузок отличаются друг от друга не более чем в 4 раза, то суммирование этих нагрузок производится с учетом коэффициента одновременности, определяемого по таблице 1.36.

Таблица 1.36

Значения коэффициентов одновременности для суммирования электрических нагрузок в сетях напряжением 35... 110 кВ

Количество подстанций напряжением 110...35/10 кВ или линии напряжением 35, 110 кВ	2	3	4 и более
Коэффициент одновременности, K^o	0,97	0,95	0,90

Значение коэффициента одновременности можно определить в зависимости от числа подстанций напряжением 110...35/6...10 или линий напряжением 35, 110 кВ по формуле:

$$k_0 = 0,9 + \frac{1}{n} \quad (1.44)$$

где n - количество трансформаторных подстанций (линий).

Если значения нагрузок подстанций или линий отличаются более чем в 4 раза, то суммирование этих нагрузок следует производить по формуле (1.28) с использованием таблицы 1.24 или формул (1.45) и (1.46):

$$AP = 0,58 P_{\min}^{1,05} \quad (1.45)$$

где AP - добавка, соответствующая меньшей нагрузке,
 P_{\min} - меньшая из нагрузок.

С ошибкой, не превышающей 14 %, можно принять, что

$$AP = 0,7 P_{\min} \quad (1.46)$$

РАЗДЕЛ 2. ЭЛЕКТРИЧЕСКИЕ СЕТИ

Практические занятия

2.1. Виды расчетов воздушных и кабельных линий

В зависимости от количества потребителей и их мощности величина нагрузки в проводах и кабелях может колебаться в широких пределах. Однако сечения проводов и кабелей должны соответствовать определенным значениям токов нагрузки. Так, при малом сечении провода или кабеля и большом значении тока проводники будут перегреваться или даже могут перегореть. При большом сечении проводника и незначительном токе будет наблюдаться перерасход проводникового материала. В этой связи сечение проводников должно быть оптимальным. Существуют различные методы расчетов сечения провода, которые удовлетворяли бы значению тока нагрузки, требуемому уровню потерь напряжения в линии и механической прочности проводов.

В соответствии с Правилами устройства электроустановок (ПУЭ) проводники любого назначения должны удовлетворять требованиям в отношении предельно допустимого нагрева как в нормальном, так и в послеаварийном режимах работы. Кроме того, сечение проводника должно быть проверено по экономической плотности тока.

Сельские электрические сети по сравнению с сетями промышленных предприятий имеют свои особенности. В связи с этим и способы расчета сельских электрических сетей несколько отличаются [6].

В руководящих материалах по проектированию электроснабжения сельского хозяйства содержатся рекомендации по использованию следующих методов расчета сельских электрических сетей:

- 1) провода и кабели, проложенные внутри зданий и сооружений, рассчитывают по нагреву;
- 2) внешние электрические сети напряжением 0,38 и 10 кВ рассчитывают по экономическим интервалам нагрузок;
- 3) линии электропередачи напряжением 35 кВ и выше рассчитывают по экономической плотности тока;

При этом выбранное сечение проводов и кабелей проверяется по допустимой потере напряжения.

2.2. Выбор площади сечения проводов и кабелей по нагреву

Количество теплоты, выделяющееся в проводнике при прохождении электрического тока, определяется по закону Джоуля-Ленца:

$$Q = Pn, \quad (2.1)$$

где Q - количество теплоты, Дж;

I - сила тока, А;

z - активное сопротивление провода, Ом;

t - время, с.

При этом часть теплоты расходуется на повышение температуры проводника, а часть выделяется в окружающую среду.

Теплота, выделяемая в окружающую среду, определяется по формуле:

$$Q = c\delta((t - t_0) m), \quad (2.2)$$

где c - коэффициент теплоотдачи поверхности провода, Вт/(м² · °С);

S - площадь поверхности провода, м²,

t - температура поверхности провода, °С;

t_0 - температура окружающей среды, °С;

t - время, с.

При изменении величины тока в проводнике или условий его охлаждения меняется и температура нагрева проводника. Если значение тока или условия охлаждения не меняются, то количество теплоты, выделяющейся в проводнике, при прохождении по нему электрического тока, равно количеству теплоты, уходящей в окружающую среду. Таким образом, наступает тепловое равновесие. При этом проводник нагревается до установившейся температуры, что позволяет приравнять выражения (2.1) и (2.2):

$$I^2 S t = c\delta((t - t_0) m),$$

После соответствующих преобразований получим

$$I = \sqrt{\frac{c\delta S}{\rho l} (t - t_0)} \quad (2.3)$$

где d - диаметр провода, мм;

ρ - удельная проводимость материала провода, см.

По формуле (2.3) определяем допустимый для провода ток. Обычно его определяют не по формуле, а по таблицам, составленным по данной формуле. При этом в соответствии с ПУЭ допустимая температура для не изолированных проводов принимается $t = +70$ °С, а температура окружающего воздуха $t_0 = +25$ °С. Для кабелей, проложенных в воде и земле, $t_0 = +15$ °С. Указанные таблицы представлены в ПУЭ [7] и специальной литературе. Токи и площади поперечного сечения проводов, приведенные в таблицах, называют табличными (*Ттабл*, *Ртабл*).

Используя формулу (2.3), можно определить допустимый ток при другой температуре окружающей среды t_0 :

$$I_{\text{доп}} = I_{\text{табл}} \cdot \sqrt{\frac{t_{\text{доп}} - t_0}{t - t_0}} \cdot k_t$$

где $I_{\text{доп}}$ - допустимый ток для данной марки провода, А;
 $t_{\text{доп}}$ - допустимая температура нагрева проводника, °С;
 k_t - поправочный температурный коэффициент.

Значения допустимой температуры нагрева проводников $t_{\text{доп}}$ и поправочного температурного коэффициента k_t приведены в ПУЭ [7], таблицах 2.1 и 2.2.

Так, в таблице 2.1 приведены значения допустимых температур нагрева проводников.

Таблица 2.1

Допустимые температуры нагрева проводников

Проводники и его изоляция	Длительная температура нагрева, °С	Кратковременная температура нагрева при перегрузках, °С
Провода и шины не изолированные	70	125
Провода и кабели с обычной резиновой изоляцией	55	110
Провода и кабели с теплостойкой резиновой изоляцией	65	110

Окончание табл. 2.1

Проводники и его изоляция	Длительная температура нагрева, °С	Кратковременная температура нагрева при перегрузках, °С
Провода и кабели с поливинилхлоридной изоляцией	70	125
Кабели с бумажной пропитанной изоляцией:		
до 3 кВ включительно	80	125
6 кВ	65	110
10 кВ	60	90
35 кВ	50	75

В таблице 2.2 приведены соответствующие значения поправочных коэффициентов.

Таблица 2.2

Поправочные коэффициенты для токов для кабелей, неизолированных и изолированных проводов и шин в зависимости от температуры среды (земли и воздуха)

Условная температура среды, °С	Нормированная температура жил °С	Поправочные коэффициенты на токи при расчетной температуре среды, °С											
		-5 и ниже	0	+5	+10	+15	+20	+25	+30	+35	+40	+45	+50
15	80	1,14	1,11	1,08	1,04	1,00	0,96	0,92	0,88	0,83	0,78	0,73	0,68
25	80	1,24	1,20	1,17	1,13	1,09	1,04	1,00	0,95	0,90	0,85	0,80	0,74
25	70	1,29	1,24	1,20	1,15	1,11	1,05	1,00	0,94	0,88	0,81	0,74	0,67
15	65	1,18	1,14	1,10	1,05	1,00	0,95	0,89	0,84	0,77	0,71	0,63	0,55
25	65	1,32	1,27	1,22	1,17	1,12	1,06	1,00	0,94	0,87	0,79	0,71	0,61
15	60	1,20	1,15	1,12	1,06	1,00	0,94	0,88	0,82	0,75	0,67	0,57	0,47
25	60	1,36	1,31	1,25	1,20	1,13	1,07	1,00	0,93	0,85	0,76	0,66	0,54
15	55	1,22	1,17	1,12	1,07	1,00	0,93	0,86	0,79	0,71	0,61	0,50	0,36
25	55	1,41	1,35	1,29	1,23	1,15	1,08	1,00	0,91	0,82	0,71	0,58	0,41
15	50	1,25	1,20	1,14	1,07	1,00	0,93	0,84	0,76	0,66	0,54	0,37	-
25	50	1,48	1,41	1,34	1,26	1,18	1,09	1,00	0,89	0,78	0,63	0,45	-

При укладке в траншее несколько кабелей параллельно, условия теплоотдачи ухудшаются в зависимости от расстояния между кабелями. Поэтому если число кабелей больше одного, то в зависимости от расстояния между ними следует вводить поправку на число кабелей.

Тогда

$$I_{доп} = \kappa^n I_{табл} \quad (2.5)$$

где κ^n - поправочный коэффициент в зависимости от числа параллельно проложенных кабелей и расстояния между ними (табл. 2.3);

$I_{табл}$ - табличное значение допустимого тока, А.

Таблица 2.3

Поправочный коэффициент при числе работающих кабелей, проложенных рядом в земле (в трубах или без труб)

Расстояние между кабелями в свету, мм	Значения коэффициента при числе кабелей					
	1	2	3	4	5	6
100	1,00	0,90	0,85	0,80	0,78	0,75
200	1,00	0,92	0,87	0,84	0,82	0,81
300	1,00	0,93	0,90	0,87	0,86	0,85

Порядок расчета площади сечения проводов и кабелей по нагреву

1. Определяется расчетный ток нагрузки $I_{расч}$.

2. По расчетному току нагрузки по таблицам, приведенным в ПУЭ [7] или приложении 10 ориентировочно определяют табличное значение сечения проводника $I_{табл}$ и соответствующую ему величину табличного тока $I_{табл}$.

3. Для соответствующего данному сечению проводника значения тока вводят поправочные коэффициенты κ и κ^n и определяют его допустимое значение по формуле:

$$I_{доп} = \kappa \kappa^n I_{табл}$$

4. Найденное допустимое значение тока сравнивают с током нагрузки. Если $I_{доп} > I_{расч}$, то сечение провода считается выбранным правильно. Если же $I_{доп} < I_{расч}$, то сечение провода увеличивают и повторяют расчет до тех пор, пока $I_{доп}$ не станет больше $I_{расч}$.

5. Допустимый ток $I_{доп}$ согласовывают с током плавкой вставки предохранителя или током срабатывания расцепителей автомата.

Поскольку в реальных электрических сетях величина тока непрерывно изменяется во времени, то при проверке на нагрев в качестве расчетного тока принимают значение получасового максимума токовой нагрузки.

Если ток в проводнике подчиняется закону повторно-кратковременного режима работы, то для выбора проводников по нагреву следует принимать токовую нагрузку, приведенную к длительному режиму работы. В этом случае токовую нагрузку получают умножением тока на коэффициент, который определяется по формуле:

$$\kappa = 0,875$$

где ПВ - длительность рабочего периода, выраженная в относительных единицах (ПВ = продолжительность рабочего периода/полное время цикла ПВ).

Этим коэффициентом следует пользоваться при выборе алюминиевых проводов сечением 16 мм^2 и более, а также медных — 10 мм^2 и более. Для проводников с меньшей площадью сечения поправочный коэффициент принимают равным единице при любых значениях ПВ.

Существует и другая методика расчета проводов и кабелей по нагреву. Сущность ее заключается в том, что сначала выбирают предохранитель либо автомат. Затем по току плавкой вставки предохранителя или току срабатывания расцепителей автомата определяют допустимый ток, по которому определяют сечение провода или кабеля.

Выбор площади сечения проводов и кабелей, защищенных плавкими предохранителями, по допустимому нагреву. Расчет электрической сети начинают с выбора тока плавких вставок предохранителей [8]. Плавкие вставки предохранителей для отдельных ответвлений выбирают по двум условиям:

$$1) I_{в} > I_{р}; \quad (2.6)$$

$$2) I_{а} > I_{макс}; \quad (2.7)$$

где $I_{в}$ - ток плавкой вставки, А;

$I_{р}$ - рабочий ток потребителя, А;

$I_{а}$ - максимальный ток, обусловленный запуском асинхронных двигателей, А;

а - коэффициент, учитывающий условия пуска (при легком пуске $a = 2,5$; тяжелом - $a = 1,6..2$).

Для осветительных нагрузок второе условие отпадает.

Для магистральных линий, питающих несколько потребителей, плавкие вставки предохранителей выбирают по следующим трем условиям:

$$1) \quad I > \kappa \sum_{l=1}^n I_l, \quad (2.8)$$

где κ^0 - коэффициент одновременности работы потребителей;
 n - количество потребителей, питающихся от данной линии, шт;
 I^l - рабочий ток l -го потребителя, А.

$$2) \quad I_{пуск} > \kappa \sum_{l=1}^n I_l, \quad (2.9)$$

где $I_{пуск}$ - пусковой ток двигателя, мощность которого наибольшая, А;

$\sum_{l=1}^n I_l$ - сумма рабочих токов всех остальных потребителей, А.

3. Условие селективности: номинальный ток плавкой вставки каждого последующего предохранителя (по направлению от конца схемы к источнику) должен быть на одну или две ступени больше номинального тока плавкой вставки предыдущего предохранителя.

Селективность действия предохранителей достигается в том случае, если номинальные токи плавких вставок смежных комплектов предохранителей соответствуют данным таблицы 2.4.

Таблица 2.4

Соответствие значений минимальных токов плавких вставок предохранителей по условию обеспечения селективности

Значение I^0 предшествующего предохранителя, А	6	10	15	20	25	30	35	40	45	50	60	80	100	125	160	200	225
Минимальное значение I^0 последующего (согласуемого) предохранителя, А	15	20	25	35	45	60	60	80	80	100	125	160	200	225	300	350	400

Наибольшее значение номинального тока плавкой вставки округляют до ближайшего большего значения номинального тока плавкой вставки предохранителя, приведенного в таблице 2.5.

Таблица 2.5

Характеристики плавких вставок к предохранителям, рассчитанным на напряжение до 1 кВ

Тип предохранителя	Номинальный ток патрона, А	Номинальный ток плавкой вставки, А
ПН2	100	30, 40, 50, 60, 80, 100
	250	100, 120, 150, 200, 225, 250
	400	200, 250, 300, 350, 400
	600	300, 400, 500, 600
НПР	100	60, 80, 100
	200	100, 125, 160, 200
НПН2	15	6, 10, 15
	60	15, 20, 25, 35, 45, 60
ПРС	6	2, 4, 6
	20	10, 16, 20
	63	25, 40, 63

Зная номинальные токи плавких вставок предохранителей, определяют допустимые токи по условиям нагрева.

Допустимые токи выбирают в зависимости от необходимости защиты сетей от коротких замыканий или одновременно от коротких замыканий и от перегрузок.

Если сеть нужно защищать от коротких замыканий и перегрузок, то допустимый ток определяется по формуле:

$$I_{дон} \leq 1,25 I_n. \quad (2.10)$$

Следует отметить, что только для кабелей с бумажной изоляцией допускается принимать

$$I_{дон} \leq I_n. \quad (2.11)$$

В соответствии с ПУЭ [7] от коротких замыканий и перегрузок необходимо защищать следующие сети:

- 1) сети любого назначения во взрывоопасных помещениях;

2) осветительные сети в жилых, общественных, торговых и служебно-бытовых промышленных помещениях, а также в пожароопасных помещениях;

3) сети с проводами с горючей изоляцией, которые не защищены, а проложены открыто в помещениях всех типов.

В остальных случаях требуется защита сетей только от коротких замыканий.

При защите сети только от коротких замыканий допустимый ток должен соответствовать условию:

$$I_{доп} \geq 0,33 I_{н.авт} \quad (2.12)$$

При этом всегда

$$I_{доп} \geq I_{р.макс} \quad (2.13)$$

На ответвлениях к электродвигателям с короткозамкнутым ротором в невзрывоопасных зонах

$$I_{доп} \geq I_{н}, \quad (2.14)$$

а во взрывоопасных зонах

$$I_{доп} \geq 1,25 I_{н}. \quad (2.15)$$

По значениям допустимых расчетных токов по таблицам П.10.1...П.1.10.10 (приложение 10) или ПУЭ [7] определяют ближайшее значение табличного тока и соответствующее ему сечение провода или кабеля. При необходимости учитывают поправочные коэффициенты k_n и $k_{лн}$

Выбор площади сечения проводов и кабелей, защищенных автоматическими выключателями, по допустимому нагреву.

Порядок расчета сетей, защищенных автоматическими выключателями (автоматами), такой же, как и для сетей, защищенных предохранителями [8]. Сначала выбирают автомат, а затем определяют допустимый ток и по его значению - сечение провода.

Автомат выбирают по следующим условиям:

- 1) по типу автомата;
- 2) по номинальному напряжению автомата:

$$U_{н.авт} \geq U_{н.уст} \quad (2.16)$$

где $U_{н.уст}$ - номинальное напряжение установки, В;

- 3) по номинальному току автомата:

$$I_{н.авт} \geq I_{р.макс}, \quad (2.17)$$

где $I_{р.макс}$ - максимальный рабочий ток, А;

- 4) по предельно отключающему току автомата:

$$I_{пр.откл} \geq I_{к^3}, \quad (2.18)$$

где $I_{к^3}$ - ток трехфазного короткого замыкания;

- 5) по номинальному току теплового расцепителя:

$$I_{н.т.расц} \geq I_{э.расц} \quad (2.19)$$

где k^3 - коэффициент надежности, учитывающий разброс по току срабатывания теплового расцепителя ($k^3 = 1,1 \dots 1,3$);

- 6) по току срабатывания электромагнитного расцепителя:

$$I_{с.э.расц} \geq k_{н} I_{н.т.расц} \quad (2.20)$$

где $k_{н}$ - коэффициент надежности, учитывающий разброс по току срабатывания электромагнитного расцепителя (для автоматических выключателей типа АП-50, АЕ-2000 и А-3700 $k_{н} = 1,25$; для А-3100 $k_{н} = 1,5$).

Ток срабатывания электромагнитного расцепителя $I_{с.э.расц}$ выбирается из таблиц П.11.1...П.11.4 (приложение 11) в зависимости от величины k^3 . Можно его также определить по номинальному току теплового расцепителя из выражения

$$I_{с.э.расц} = k_{с} I_{н.т.расц} \quad (2.21)$$

где $k_{с}$ - кратность срабатывания электромагнитного расцепителя.

Для сети без электродвигателя с одним электроприемником

$$I_{н.авт} \geq I_{р.макс} \quad (2.22)$$

для одиночного электродвигателя

$$I_{н.авт} \geq I_{с.э.расц} \quad (2.23)$$

Для группы электроприемников

$$I_{н.авт} \geq k_{с} \sum_{l=1}^n I_{л.макс} \quad (2.24)$$

$$I_{\text{макс}}^k \leq \sum_{z=1}^{n-1} I_{\text{н.т.расц}}^z + I_{\text{н.т.расц}}^n \quad (2.25)$$

Допустимый ток определяют в зависимости от того, требуется ли защита сети только от коротких замыканий или же от коротких замыканий и перегрузок.

Если проводка открытая, незащищенная или помещение взрывоопасное, то необходима защита сети от коротких замыканий и от перегрузок. В этом случае допустимый ток для автоматов только с электромагнитными расцепителями должен соответствовать условию

$$I_{\text{доп}} > 1,25 I_{\text{с.э.расц}} \quad (2.26)$$

а для автоматов только с тепловыми расцепителями

$$I_{\text{доп}} > I_{\text{н.т.расц}} \quad (2.27)$$

При защите только от коротких замыканий для автоматов с тепловыми расцепителями и регулируемой, обратно зависящей от тока характеристикой

$$I_{\text{доп}} > 0,8 I_{\text{н.т.расц}} \quad (2.28)$$

для автоматов с нерегулируемой обратно зависящей от тока характеристикой

$$I_{\text{доп}} > I_{\text{н.т.расц}} \quad (2.29)$$

Для автоматов с электромагнитными расцепителями

$$I_{\text{доп}} > 0,22 I_{\text{с.э.расц}} \quad (2.30)$$

Длительно допустимая токовая нагрузка проводников ответвлений к короткозамкнутым электродвигателям в невзрывоопасных зонах должна соответствовать условию

$$I_{\text{доп}} > I_{\text{н.т.расц}} \quad (2.31)$$

во взрывоопасных зонах —

$$I_{\text{доп}} > 1,25 I_{\text{н.т.расц}} \quad (2.32)$$

где $I_{\text{н.т.расц}}$ — номинальный ток электродвигателя.

Если автомат имеет комбинированные расцепители, то расчет ведется по большему значению $I_{\text{доп}}$.

Зная значения допустимых токов $I_{\text{доп}}$ по таблицам П.10.1...П.10.10 (приложение 10) определяют ближайшее значение табличного тока и соответствующее сечение провода или кабеля.

Пример 1. Сеть напряжением 380 В питает электродвигатели М1, М2 и осветительную нагрузку Л (рис. 2.1). Линия от ТП до распределительного щита РЩ выполнена кабелем АВВГ-1, проложенным в земле. Расчетная температура земли ($t_{\text{р}} = +20^\circ\text{C}$). От щита РЩ к каждому электродвигателю проложены в трубе по три провода марки АПВ-0,66, а к осветительной нагрузке — по четыре провода той же марки (так же в трубе). Температура в помещении равняется $+25^\circ\text{C}$. Пуск электродвигателей легкий; коэффициент одновременности $k_{\text{од}} = 0,9$.

Определить номинальные токи плавких вставок предохранителей и выбрать по условиям нагрева сечения алюминиевых проводов и кабелей. Параметры электродвигателей и освещения приведены в таблице 2.6.

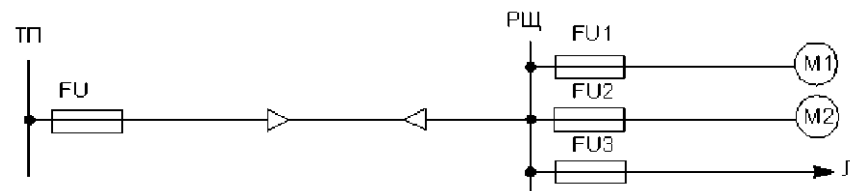


Рис. 2.1. Схема электрической сети напряжением 380 В

Таблица 2.6

Параметры электродвигателей и осветительной линии

Потребители	Номинальная мощность, Р _н , кВт	Кратность пускового тока, $\kappa = \frac{I_n}{I_n}$	кпд, л	Коэффициент мощности, cos φ	Коэффициент загрузки, кз
М1	11	7,5	0,875	0,87	1,0
М2	37	7,5	0,925	0,89	0,9
Л	10	-	-	1,00	1,0

Решение.

1. По допустимому нагреву выбираем сечения проводов марки АПВ для питания электродвигателя М1.

Номинальный ток электродвигателя М1

$$I_n = \frac{P_n}{\kappa \cdot \cos \phi \cdot \eta} = \frac{11000}{1,73 \cdot 380 \cdot 0,87 \cdot 0,875} = 22 \text{ А.}$$

Рабочий ток

$$P = I \cdot k_z = 22 \cdot 1,0 = 22 \text{ А.}$$

Пусковой ток

$$I_{\text{пуск}} = \frac{P_{\text{пуск}}}{U_{\text{макс}}} = \frac{22 \cdot 7,5}{165} = 10 \text{ А.}$$

Ток плавкой вставки по формуле (2.6)

$$I_B > I_P; \quad I_B > 22 \text{ А.}$$

Ток плавкой вставки по формуле (2.7)

$$I_B > \frac{165}{2,5} = 66 \text{ А.}$$

По таблице 2.5 выбираем предохранитель РТЛ типа ПН2-100 с током плавкой вставки $I_B = 80 \text{ А}$.

Поскольку помещение нормального типа и требуется защита только от коротких замыканий, то определим допустимый ток из выражений (2.12) и (2.14).

$$I_{\text{доп}} > 0,33 I_B = 0,33 \cdot 80 = 26,4 \text{ А;}$$

$$I_{\text{доп}} > I_n = 22 \text{ А}$$

По большему значению тока 26,4 А из таблицы П.10.2 (приложение 10) находим ближайшее большее значение допустимого тока 28 А и соответствующую площадь сечения провода 4 мм² (три одножильных провода проложены в трубе). Марка провода: АПВ-0,66-4.

2. По допустимому нагреву выбираем сечения проводов марки АПВ для питания электродвигателя М2.

Номинальный ток электродвигателя М2

$$I_n = \frac{P_n}{\kappa \cdot \cos \phi \cdot \eta} = \frac{37000}{1,73 \cdot 380 \cdot 0,89 \cdot 0,925} = 68,4 \text{ А.}$$

Рабочий ток

$$P = I \cdot k_z = 68,4 \cdot 0,9 = 61,6 \text{ А.}$$

Пусковой ток

$$I_{\text{пуск}} = \frac{P_{\text{пуск}}}{U_{\text{макс}}} = \frac{61,6 \cdot 7,5}{165} = 28 \text{ А.}$$

Ток плавкой вставки

$$I_B > I_P; \quad I_B > 61,6 \text{ А.}$$

$$I_B > \frac{165}{2,5} = 66 \text{ А.}$$

По таблице 2.5 выбираем предохранитель РП2 типа ПН2-250 с током плавкой вставки $I_B = 225 \text{ А}$.

Допустимый ток определяем по формулам (2.12) и (2.14).

$$I_{\text{доп}} > 0,33 I_B = 0,33 \cdot 225 = 74,2 \text{ А;}$$

$$I_{\text{доп}} > P = 61,6 \text{ А.}$$

По большему значению тока 74,2 А из таблицы П.10.2 (приложение 10) находим ближайшее большее значение допустимого тока 80 А и соответствующую площадь сечения провода 25 мм² (три одножильных провода проложены в трубе). Марка провода: АПВ-0,66-25.

3. Выбираем сечение провода линии освещения Л.

Рабочий ток: в линии освещения

$$I_p = \frac{10}{1,73 \cdot 0,38} = 15,2 \text{ А.}$$

По таблице 2.5 выбираем предохранитель $P1/3$ типа ПРС-20 с током плавкой вставки $P = 16 \text{ А}$.

По формуле (2.10) определим допустимый ток

$$I_{\text{доп}} = 1,25 \cdot 16 = 20 \text{ А.}$$

По таблице П.10.2 (приложение 10) для четырех одножильных проводов, проложенных в трубе, определяем ближайшее большее значение допустимого тока 21 А и соответствующую ему площадь сечения провода 3 мм^2 .

Марка провода: АПВ-0,66-3.

4. Выбираем площадь сечения кабеля АВВГ от ТП до РЩ.

Плавкую вставку предохранителя $P17$ выбираем по большему току из условий (2.8) и (2.9):

$$1) I_{\text{в}} > k_{\text{ко}} 2 I_{\text{п}}^1 = 0,9 \cdot (22 + 61,6 + 15,2) = 88,9 \text{ А};$$

$$2) I_{\text{в}} > \frac{I_{\text{пуск}}}{a} K \sum_{i=1}^{n-1} P_i = \frac{513}{2,5} + 0,9 \cdot (22 + 15,2) = 238,7 \text{ А},$$

где $a = 2,5$ (следует из условий пуска электродвигателя).

По значению тока $238,7 \text{ А}$ по таблице 2.5 выбираем предохранитель $P17$ типа ПН2-250 с током плавкой вставки $P = 250 \text{ А}$. Данный предохранитель подходит и по условию селективности с предохранителем $P112$.

Для кабеля, проложенного в земле, учитывают необходимость его защиты от коротких замыканий. Рабочим током считают номинальные токи электродвигателей, а расчетное значение тока осветительной нагрузки принимают из условий защиты от перегрузки.

Рабочий ток кабеля

$$I_p = k_{\text{ко}} \sum_{i=1}^2 = 0,9 \cdot (22 + 68,4 + 20) = 110,4 \text{ А.}$$

Допустимый ток определяется по условиям (2.12) и (2.13):

$$P_{\text{он}} \cdot 0,33!_{\text{в}} = 0,33 \cdot 250 = 82,5 \text{ А},$$

$$P_{\text{он}} \cdot \hat{\quad} = 110,4 \text{ А.}$$

Расчет кабеля необходимо вести по большему значению допустимого тока $110,4 \text{ А}$. По величине этого тока по таблице П.11.4 (приложение 11) находим ближайшее большее значение допустимого тока $I_{\text{табл}} = 115 \text{ А}$ и соответствующую площадь сечения четырехжильного кабеля напряжением до 1 кВ , равную 25 мм^2 .

Поскольку расчетная температура земли равна $+20 \text{ }^\circ\text{C}$, то допустимый ток для кабеля пересчитаем с учетом этой температуры и нормированной температуры для кабеля ($+80 \text{ }^\circ\text{C}$). По таблице 2.2 находим поправочный температурный коэффициент ($\kappa = 0,96$). Так как кабель четырехжильный, то необходимо учесть поправочный коэффициент $0,92$ (примечание к таблице П.11.4 из приложения 11).

Тогда

$$P_{\text{он}} = 0,92 \kappa_{\text{абл}} \cdot \hat{\quad} = 0,92 \cdot 0,9 \cdot 115 = 101,6 \text{ А},$$

что меньше расчетного ($P_{\text{он}} < P$). Принимаем кабель сечением 25 мм^2 с $P_{\text{он}} = 115 \text{ А}$ марки АВВГ-1-4х25.

Результаты расчетов заносим в таблицу 2.7.

Таблица 2.7

Результаты расчетов

Параметр	Участок сети			
	РЩ-М1	РЩ-М2	РЩ-Л	ТП-РЩ
Рабочий ток, А	22	61,6	15,2	110,4
Пусковой ток, А	165	513	-	513
Тип предохранителя	ПН2	ПН2	ПРС	ПН2
Номинальный ток предохранителя	100	250	20	250
Ток плавкой вставки, А	80	225	16	250
Марка провода (кабеля)	АПВ-0,66	АПВ-0,66	АПВ-0,66	АВВГ-1
Площадь сечения жилы, мм^2	4	25	3	25
Допустимый ток, А	28	80	21	115

Пример 2. Выбрать по условию нагрева автоматы и площади сечений проводов и кабеля для электрической сети напряжением 380 В производственного предприятия. Линия от трансформаторной подстанции ТП до распределительного щита РЩ (рис. 2.2) выполнена четырехжильным кабелем с алюминиевыми жилами, проложенным в земле, где температура равна +15 °С. В помещении нормального типа с температурой +30 °С от щита РЩ к электродвигателям М1 и М2 проложены по три провода в трубе, а к потребителям линий Л1 и Л2 - по четыре провода в трубах. Все провода с алюминиевыми жилами. Изоляция проводов и кабеля поливинилхлоридная. Коэффициент одновременности работы потребителей равен 0,8. Характеристика потребителей приведена в таблице 2.8.

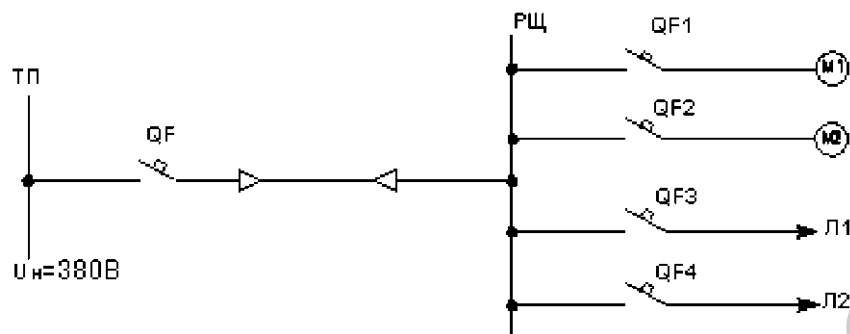


Рис.2.2. Схема электрической сети производственного предприятия

Таблица 2.8

Характеристика потребителей, представленных на рисунке 2.2.

Потребитель	Номинальная мощность, P_n , кВт	Кратность пускового тока, $k = \frac{I_{п.к}}{I_n}$	КПД, η	Коэффициент мощности, $\cos \phi$	Коэффициент загрузки, k^3
М1	30	7,0	0,915	0,87	0,85
М2	7,5	7,5	0,875	0,86	0,90
Л1	14	-	-	1,00	1,00
Л2	10	-	-	1,00	1,00

Решение.

1. Выбираем автоматический выключатель *ОП1* и площади сечений проводов линии РЩ-М1.

Номинальный ток электродвигателя М1

$$I_n = \frac{P}{\sqrt{3} U_n \cos \phi \eta} = \frac{30000}{1,73 \cdot 380 \cdot 0,87 \cdot 0,915} = 57,3 \text{ А.}$$

Рабочий ток электродвигателя М1

$$P = I_n^2 R = 57,3 \cdot 0,85 = 48,7 \text{ А.}$$

Пусковой ток

$$I_{п.к} = k I_n = 7 \cdot 57,3 = 375,9 \text{ А.}$$

По рабочему току электродвигателя М1, равному 48,7 А, по таблице П.11.4 (приложение 11) выбираем выключатель *ОП1* типа ВА51-29 с номинальным током 63 А. Условие (2.17) выполняется, так как 63 А > 48,7 А.

По условию (2.19) номинальный ток теплового расцепителя

$$I_{н.т.расц} > k_{з.р.макс} I_n = 1,2 \cdot 48,7 = 58,44 \text{ А}$$

где $k_{з.р.макс}$ - коэффициент надежности ($k_{з.р.макс} = 1,2$).

Принимаем по таблице П.11.4 (приложение 11) стандартное значение тока теплового расцепителя $I_{н.т.расц} = 63 \text{ А}$.

Проверяем выбранный выключатель по условию (2.20) на срабатывание электромагнитного расцепителя

$$I_{с.э.расц} > k_{н.а} I_{п.к} = 1,25 \cdot 375,9 = 469,88 \text{ А,}$$

где $k_{н.а}$ - коэффициент надежности ($k_{н.а} = 1,25$).

По таблице П.11.4 (приложение 11) определяем кратность срабатывания электромагнитного расцепителя $k_c = 10$.

Тогда

$$I_{с.э.расц} = k_c I_{н.т.расц} = 10 \cdot 63 = 630 \text{ А.}$$

Поскольку 630 А > 469,88 А, то условие (2.20) выполняется.

Двигатель М1 находится в помещении нормального типа и получает питание по проводам, проложенным в трубах. Поэтому защита должна быть выполнена только от коротких замыканий. Защищен данный электродвигатель автоматическим выключателем

с электромагнитным и тепловым расцепителями. В связи с этим необходимо определить допустимый ток $I_{\text{доп}}$ согласно условиям (2.29) и (2.31) и провести расчет площади сечения проводов по его большему значению.

По условию (2.29)

$$I_{\text{доп}} = I_{\text{н.т.расц}} = 63 \text{ А.}$$

По условию (2.31)

$$I_{\text{доп}} = 63 \text{ А} > I_{\text{Д}} = 57,3 \text{ А.}$$

По допустимому току 63 А по таблице П.10.2 (приложение 10) для трех одножильных проводов, проложенных в трубе, ближайшее большее значение тока 80 А, что соответствует площади сечения провода 25 мм^2 .

Пересчитаем допустимый ток при фактической температуре окружающей среды $+30 \text{ }^\circ\text{C}$. По таблице 2.2 для нормальной температуры провода $+70 \text{ }^\circ\text{C}$ (таблица 2.1) и стандартной температуре воздуха $+25 \text{ }^\circ\text{C}$ находим поправочный коэффициент $k(=0,94)$.

$$I'_{\text{доп}} = k(I_{\text{табл}} = 0,94 \cdot 80 = 75,2 \text{ А},$$

что удовлетворяет условию ($75,2 \text{ А} > 63 \text{ А}$).

Выбираем провод марки АПВ-0,66-25.

2. Выбираем автоматический выключатель *OP2* и площади сечений проводов линии РЩ-М2. Расчет ведем в такой же последовательности, как и для линии РЩ-М1.

Номинальный ток электродвигателя М2

$$I_{\text{н}} = \frac{P_{\text{д}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{созф-п}}} = \frac{7,5}{1,73 \cdot 380 \cdot 0,86 \cdot 0,875} = 15,2 \text{ А}$$

Рабочий ток

$$I_{\text{р}} = k_3 I_{\text{н}} = 0,9 \cdot 15,2 = 13,7 \text{ А.}$$

Пусковой ток

$$I_{\text{п}} = 7,5 \cdot 15,2 = 114 \text{ А.}$$

По рабочему току 13,7 А в таблице П.11.4 (приложение 11) выбираем выключатель *OP2* типа ВА51-25 с номинальным током 25 А. Условие (2.17) выполняется, так как $25 \text{ А} > 13,7 \text{ А}$.

По условию (2.19) номинальный ток теплового расцепителя

$$I_{\text{н.т.расц}} > k I_{\text{з.р.макс}} = 1,24 \cdot 37 = 46 \text{ А}$$

Принимаем по таблице П.11.4 (приложение 11) стандартное значение тока теплового расцепителя $I_{\text{н.т.расц}} = 20 \text{ А}$.

Проверяем выбранный выключатель по условию (2.20) на срабатывания электромагнитного выключателя.

$$I_{\text{с.э.расц}} > k I_{\text{н.макс}} = 1,25 \cdot 14 = 17,5 \text{ А}$$

По таблице П.11.4 (приложение 11) определяем кратность срабатывания электромагнитного расцепителя $k_{\text{с}} = 10$.

$$I_{\text{с.э.расц}} > k / I_{\text{н.т.расц}} = 10 \cdot 20 = 200 \text{ А.}$$

Поскольку $200 \text{ А} > 142,5 \text{ А}$, то условие (2.20) выполняется.

Электродвигатель М2 находится в тех же условиях, что и М1, поэтому его защита должна быть выполнена только от коротких замыканий.

В соответствии с условиями (2.29) и (2.31) определяем допустимый ток и площадь сечения проводов выберем по большему значению тока.

По условию (2.29)

$$I_{\text{доп}} = 20 \text{ А} > I_{\text{н.т.расц}} = 20 \text{ А.}$$

По условию (2.31)

$$I_{\text{доп}} = 20 \text{ А} > I_{\text{Д}} = 15,2 \text{ А.}$$

По допустимому току 20 А из таблицы П.10.2 (приложение 10) для трех одножильных проводов, проложенных в трубе, принимаем ближайшее большее значение тока, равное 22 А, что соответствует площади сечения провода 3 мм^2 .

Пересчитаем допустимый ток при фактической температуре окружающей среды $+30 \text{ }^\circ\text{C}$. По таблице 2.2 для нормированной температуры провода $+70 \text{ }^\circ\text{C}$ (табл. 2.1) и стандартной температуре воздуха $+25 \text{ }^\circ\text{C}$ находим поправочный температурный коэффициент $k(=0,94)$.

Тогда

$$I'_{\text{доп}} = k(I_{\text{табл}} = 0,94 \cdot 22 = 20,7 \text{ А},$$

что удовлетворяет условию ($20,7 \text{ А} > 20 \text{ А}$). Выбираем провод марки АПВ-0,66-3.

3. Выбираем автоматический выключатель *OP3* и площади сечения проводов линии Л1.

Рабочий ток линии

$$I_{\text{р}} = \frac{P_{\text{л}}}{\sqrt{3} U \cos \varphi} = \frac{14}{1,73 \cdot 0,38} = 21,3 \text{ А.}$$

Из условия (2.17) определяем номинальный ток выключателя

$$I_{\text{н.авт}} = I_{\text{р.макс}} = 21,3 \text{ А}$$

Выбираем из таблицы П.11.4 (приложение 11) автоматический выключатель типа ВА51-25 с номинальным током 25 А.

Определим номинальные токи теплового и электромагнитного расцепителей.

Из условия (2.19)

$$I_{\text{н.т.расц}} = k_3 I_{\text{р.макс}} = 1,1 \cdot 21,3 = 23,43 \text{ А.}$$

По таблице П.11.4 (приложение 11) принимаем стандартное значение теплового расцепителя 25 А.

Из выражения (2.21)

$$I_{\text{с.э.расц}} = k_1 I_{\text{н.т.расц}} = 7 \cdot 25 = 175 \text{ А}$$

Электромагнитный расцепитель на срабатывание не проверяется, так как в линии нет пусковых токов.

Поскольку линия Л1 является осветительной, то в соответствии с ПУЭ ее требуется защитить от коротких замыканий и перегрузок. В этом случае допустимый ток определяется из выражения (2.27):

$$I'_{\text{доп}} = I_{\text{н.т.расц}} = 25 \text{ А.}$$

По значению допустимого тока 25 А по таблице П.10.2 (приложение 10) для четырех одножильных проводов, проложенных в трубе, определяем ближайшее большее значение табличного тока (27 А) и соответствующую ему площадь сечения (5 мм^2).

Пересчитаем допустимый ток для температуры $+30 \text{ }^\circ\text{C}$. Из таблицы 2.2 для нормированной температуры провода $+70 \text{ }^\circ\text{C}$ и температуры воздуха $+25 \text{ }^\circ\text{C}$ поправочный коэффициент $k_{\text{п}} = 0,94$.

$$I'_{\text{доп}} = k_{\text{п}} I_{\text{табл}} = 0,94 \cdot 27 = 25,38 \text{ А,}$$

что соответствует условию ($25,38 \text{ А} > 25 \text{ А}$). Выбираем провод АПВ-0,66-5.

4. Выбираем автоматический выключатель *OP4* и площади сечений проводов линии Л2. Расчет ведем так же, как для *OP3*.

$$I_{\text{р}} = \frac{P_{\text{л}}}{\sqrt{3} U \cos \varphi} = \frac{10}{1,73 \cdot 0,38} = 15,2 \text{ А}$$

$$I_{\text{н.авт}} = I_{\text{р.макс}} = 15,2 \text{ А.}$$

$$I_{\text{н.т.расц}} = k_3 I_{\text{р.макс}} = 1,1 \cdot 15,2 = 16,72 \text{ А.}$$

Выбираем выключатель ВА51-25 с номинальным током 25 А и номинальным током расцепителя 20 А.

Ток электромагнитного расцепителя

$$I_{\text{с.э.расц}} = k_1 I_{\text{н.т.расц}} = 7 \cdot 20 = 140 \text{ А.}$$

Электромагнитный расцепитель на срабатывание не проверяется, так как в линии Л2 нет пусковых токов.

Допустимый ток определяется из выражения (2.27):

$$I'_{\text{доп}} = I_{\text{н.т.расц}} = 20 \text{ А.}$$

По значению допустимого тока 20 А по таблице П.10.2 (приложение 10) для четырех одножильных проводов, проложенных в трубе, определяем ближайшее большее значение табличного тока (21 А) и соответствующую ему площадь сечения жилы (3 мм^2).

Пересчитаем допустимый ток для температуры $+30 \text{ }^\circ\text{C}$. Поправочный температурный коэффициент $k_{\text{п}} = 0,94$.

$$I'_{\text{доп}} = k_{\text{п}} I_{\text{табл}} = 0,94 \cdot 21 = 19,74 \text{ А,}$$

что несколько меньше 20 А.

Согласно ПУЭ [7] разрешается принимать меньшую площадь сечения проводника, если его допустимый ток не меньше расчетного для установки выключателя. В данном случае $I_{\text{н.т.расц}} = 16,72 \text{ А} < 19,74 \text{ А}$, поэтому выбираем провод АПВ-0,66-3.

5. Выбираем автоматический выключатель *OP* и сечение кабеля магистральной линии ТП-РЩ.

Рабочий ток линии

$$I_p = \kappa_0 2 \sum_{l=1}^n I_l P_l = 0,8 (48,7+13,7+21,3+15,2) = 79,12 \text{ А.}$$

Максимальный ток

$$I_{\text{макс}} = \kappa_0 2 \sum_{l=1}^{n,l} I_l + I_{\text{с.макс}} = 0,8 (13,7+21,3+15,2) + 375,9 = 416,06 \text{ А.}$$

По рабочему току магистрали 79,12 А по таблице П.11.4 (приложение 11) выбираем автоматический выключатель *OP* типа ВА51-31 с номинальным током 100 А. Условие (2.17) выполняется, так как 100 А > 79,12 А.

Номинальный ток теплового расцепителя определим по формуле (2.19):

$$I_{\text{н.т.расц}} = \kappa I_{\text{з р.макс}} = 1,25 \cdot 79,12 = 99,4 \text{ А}$$

Принимаем стандартное значение тока теплового расцепителя (табл. П.11.4 приложения 11) $I_{\text{н.т.-расц}} = 100 \text{ А}$.

Проверяем выбранный выключатель по условию (2.20) на срабатывание электромагнитного расцепителя

$$I_{\text{с э расц}} = \kappa_{\text{н.т.макс}} I_{\text{н.т.расц}} = 1,25 \cdot 100 = 125 \text{ А.}$$

По таблице П.11.4 (приложение 11) кратность срабатывания электромагнитного расцепителя принимаем $\kappa^c = 7$, тогда по условию (2.21)

$$I_{\text{с э расц}} = \kappa^c I_{\text{н.т.расц}} = 7 \cdot 100 = 700 \text{ А.}$$

Поскольку 700 А > 125 А, то условие (2.20) выполняется.

Магистраль выполнена кабелем и защищена автоматическим выключателем ВА51-31, имеющим нерегулируемую обратную зависимость от тока характеристику. Тогда из выражения (2.29) определяем допустимый ток

$$I_{\text{доп}} = I_{\text{н.т.расц}} = 100 \text{ А.}$$

Поскольку кабель четырехжильный с алюминиевыми жилами в поливинилхлоридной оболочке, то необходимо пересчитать допустимый ток с учетом поправочного коэффициента 0,92.

$$I_{\text{доп}} = 0,92 I_{\text{доп}} = 0,92 \cdot 100 = 92 \text{ А.}$$

По значению допустимого тока 92 А по таблице П.11.4 (приложение 11) для трехжильного кабеля, проложенного в земле, находим ближайшее большее значение табличного тока 115 А и соответствующую площадь сечения 25 мм². Выбираем кабель АВВГ-10-4 х 25.

Результаты расчетов занесем в таблицу 2.9.

Таблица 2.9

Результаты расчетов

Параметр	Участок сети				
	РЩ-М1	РЩ-М2	РЩ-Л1	РЩ-Л2	ТП-РЩ
Рабочий ток, А	48,7	13,7	21,3	15,2	79,12
Максимальный ток, А	375,9	114	-	-	416,06
Тип выключателя	ВА51-29	ВА51-25	ВА51-25	ВА51-25	ВА51-31
Номинальный ток выключателя, А	63	25	25	25	100
Ток теплового расцепителя, А	63	20	25	20	100
Ток электромагнитного расцепителя, А	630	200	175	140	700
Марка провода или кабеля	АПВ-0,66	АПВ-0,66	АПВ-0,66	АПВ-0,66	АВВГ-1
Площадь сечения, мм ²	25	3	5	3	25
Допустимый ток проводника, А	80	22	27	21	115

2.3. Выбор площади сечения проводов по экономическим интервалам нагрузок (метод приведенных затрат)

Метод экономических интервалов используется для вновь строящихся ВЛ 10 и 0,38 кВ, а также для вновь строящихся участков реконструируемых воздушных линий напряжением 10 и 0,38 кВ. Сущность метода заключается в следующем. Исходя из минимума приведенных затрат, для каждой площади сечения провода установлены интервалы экономически целесообразной передаваемой полной мощности. При этом учитываются климатические условия района и конструктивные особенности линии.

В частности, должны быть определены следующие показатели:

- 1) район климатических условий;
- 2) оптимальный радиус сетей напряжением 10 кВ;
- 3) оптимальное число и мощность ТП в населенных пунктах;
- 4) оптимальное число отходящих линий напряжением 10 и 0,38 кВ и их конструкция. Кроме того, должны быть решены вопросы резервирования (местное или сетевое).

Площади сечений проводов, при которых приведенные затраты будут минимальными, рекомендуется выбирать по специально построенным графикам или таблицам, приведенным в Руководящих материалах по проектированию электроснабжения сельского хозяйства (РУМ №10, 1972 г.) или специальной литературе [8].

Например, в таблицах 2.10 и 2.11 приведены экономические интервалы эквивалентной мощности алюминиевых проводов ВЛ напряжением 10 и 0,38 кВ.

Таблица 2.10

Экономические интервалы эквивалентной мощности для алюминиевых проводов воздушных линий напряжением 10 кВ

Район по гололеду	Площадь сечения провода, мм ²	Интервал, кВ·А, при расчетном периоде		
		10 лет	7 лет	5 лет
1	2	3	4	5
Железобетонные опоры				
I-II	25	До 450	До 365	До 320
	35	450...770	365...630	320...550
	50	770...950	630...775	550...675
	70	950...1385	775...1130	657...990
	95	1385...1800	1130...1470	990...1285
	120	Более 1800	Более 1470	Более 1285
III -IV	35	До 660	До 540	До 470
	50	660...685	540...560	470...490
	70	685...1260	560...1030	490...900
	95	1260...1705	1030...1390	900...1215
	120	Более 1705	Более 1390	Более 1215

1	2	3	4	5
Деревянные опоры				
	25	До 420	До 340	До 300
	35	420...660	340...540	300...470
	50	660...785	540...640	470...560
	70	785...1310	640...1070	560...935
	95	1310...1775	1070...1450	935...1265
	120	Более 1775	Более 1450	Более 1265
	35	До 610	До 500	До 435
	50	610...715	500...585	435...510
	70	715...1140	585...930	510...815
	95	1140... 1640	930...1340	815...1170
	120	Более 1640	Более 1340	Более 1170

В таблицах для каждого интервала мощности указаны основное сечение провода и несколько дополнительных больших сечений. Основное сечение обеспечивает минимум приведенных затрат. При использовании дополнительных сечений потери напряжения в сети снижаются, но несколько увеличиваются приведенные затраты.

Таблица 2.11

Экономические интервалы эквивалентной мощности для алюминиевых проводов воздушных линий напряжением 380/220 В

Район по гололеду	Интервал мощности, кВ·А	Основные провода	Дополнительные провода
1	2	3	4
I	До 3,1	A16+A16	2xA16+A16, 3xA16+A16, 3xA25+A25
	3,1...5,6	2x A16+A16	3xA16+A16, 3xA25+A25, 3xA35+A35, A16+A16
	5,6...8	3xA16+A16	3xA25+A25, 3xA35+A35, 2xA16+A16
	8...20,5	3xA25+A25	3xA35+A35, 3xA50+A50, 3xA16+A16
	20,5...26,4	3xA35+A35	3xA50+A50, 3xA25+A25
	Более 26,4	3xA50+A50	3xA35+A35

Окончание табл. 2.11

1	2	3	4
II	До 3,1	A16+A16	2xA16+A16, 3xA16+A16, 3xA25+A25
	3,1...5,8	2xA16+A16	3xA16+A16, 3xA25+A25, 3xA35+A35, A16+A16
	5,8...13,5	3xA16+A16	3xA25+A25, 3xA35+A35, 3xA50+A50, 2xA16+A16
	13,5...25,4	3xA25+A25	3xA35+A35, 3xA50+A50, 3xA16+A16
	Более 25,4	3xA50+A50	3xA35+A35, 3xA25+A25
III	До 6,6	A25+A25	2xA25+A25, 3xA25+A25, 3xA35+A35
	6,6...11,8	2xA25+A25	3xA25+A25, 3xA35+A35, 3xA50+A50, A25+A25
	11,8...25,1	3xA25+A25	3xA35+A35, 3xA50+A50, 2xA25+A25
	25,1...28,4	3xA35+A35	3xA50+A50, 3xA25+A25
	Более 28,4	3xA50+A50	3xA35+A35
IV	До 4,4	A25+A25	2xA25+A25, 3xA25+A25, 3xA35+A35
	4,4...13	2xA25+A25	3xA25+A25, 3xA35+A35, 3xA50+A50, A25+A25
	13...17,7	3xA25+A25	3xA35+A35, 3xA50+A50, 2xA25+A25
	17,7...26,4	3xA35+A35	3xA50+A50, 3xA25+A25,
	Более 26,4	3xA50+A50	3xA35+A35

Порядок расчета

1. Определяется район климатических условий и разрабатывается оптимальная схема электрической сети.

2. Выбираются конструкция и тип опор (выбирается вариант с минимальными затратами).

3. Составляется таблица отклонений напряжения у потребителя и определяется величина допустимой потери напряжения в рассматриваемой сети. Допустимые отклонения напряжения не должны превышать $\pm 5\%$.

4. Определяется расчетная максимальная активная нагрузка $R_{\text{макс}}$ на каждом участке линии. Суммирование нагрузок производится с учетом коэффициента одновременности или по таблицам надбавок (приложение 12).

5. Пользуясь схемой линии, находятся значения полной мощности на участках:

$$S_{\text{макс}} = \frac{R_{\text{макс}}}{\cos \phi} \quad (2.33)$$

где $\cos \phi$ — коэффициент мощности участка (определяется по таблице 2.12 в зависимости от вида потребителя).

Таблица 2.12

Коэффициенты мощности сельскохозяйственных потребителей и трансформаторных подстанций напряжением 10/0,4 кВ

Сельскохозяйственные потребители, трансформаторные подстанции	Коэффициент мощности ($\cos \phi$) в максимум нагрузки	
	дневной	вечерней
Животноводческие и птицеводческие помещения: без электрообогрева	0,75	0,85
с электрообогревом	0,92	0,96
Отопление и вентиляция животноводческих помещений	0,99	0,99
Кормоцеха	0,75	0,78
Зерноочистительные токи, зернохранилища	0,70	0,75
Установки орошения и дренажа почвы	0,80	0,80
Парники и теплицы на электрообогреве	0,92	0,96
Мастерские, тракторные станы, гаражи для машин	0,70	0,75
Мельницы, маслобойки	0,80	0,85
Цеха по переработке сельскохозяйственной продукции	0,75	0,80
Общественные учреждения и коммунальные предприятия	0,85	0,90
Жилые дома без электроплит	0,90	0,93
Жилые дома с электроплитами и водонагревателями	0,92	0,96
Трансформаторные подстанции напряжением 10/0,4 кВ:		
с производственной нагрузкой	0,70	0,75
с коммунально-бытовой нагрузкой	0,90	0,92
со смешанной нагрузкой	0,80	0,83

6. На основе фактических материалов определяется динамика роста нагрузки и подсчитывается эквивалентная мощность на каждом участке:

$$S, \quad V \quad \kappa \quad (2.34)$$

где κ^d — коэффициент динамики роста нагрузок. Коэффициент динамики роста нагрузок определяется по кривым, приведенным в РУМ-10 за 1972 год, в зависимости от расчетного периода и закона роста нагрузок.

При отсутствии информации о росте нагрузок рекомендуются следующие значения κ^d :

1) для вновь сооружаемых сетей, (проектная нагрузка достигается на 5..7-й годы), $\kappa^d = 0,7$;

2) для вновь строящихся участков реконструируемой сети $\kappa^d = 0,8$ (при ожидаемом увеличении нагрузки за расчетный срок не менее чем в 1,5 раза) и $\kappa^d = 0,7$ (при ожидаемом увеличении нагрузки в 1,5...2 раза).

7. Подбирается соответствующая таблица и по ней для $S_{экв}$ выбирается сечение основного провода и число проводов в линии на каждом участке.

8. Определяется потеря напряжения при выбранных сечениях на участках. Если потеря напряжения меньше допустимой ($\Delta U_{расч} < \Delta U_{доп}$), то расчет считается законченным. Если потеря напряжения превосходит допустимую потерю ($\Delta U_{расч} > \Delta U_{доп}$), то на головном участке линии выбирают дополнительную марку провода, которую обычно берут на одну ступень больше основной. При необходимости увеличивают площади сечения проводов на других наиболее загруженных участках. При этом принимать для одной линии более 3 различных сечений проводов не рекомендуется.

9. Расчет заканчивается в том случае, если величина потери напряжения в линии при выбранных сечениях проводов, не превышает допустимого значения.

Пример 3. Выбрать площади сечения и марки проводов воздушной линии напряжением 0,38 кВ для животноводческой фермы (рисунок 2.3). Активные максимальные мощности (дневной максимум) составляют: $P^1 = 10$ кВт, $P^2 = 12$ кВт, $P^3 = 7$ кВт, $P^4 = 24$ кВт, $P^5 = 5$ кВт, $P^6 = 14$ кВт, $P^7 = 12$ кВт, $P^8 = 5$ кВт, $P^9 = 3$ кВт.

Участки имеют следующую длину: $l_{0-1} = 200$ м, $l_{1-2} = 150$ м, $l_{2-3} = 80$ м, $l_{3-4} = 100$ м, $l_{4-5} = 120$ м, $l_{5-6} = 40$ м, $l_{6-7} = 50$ м, $l_{7-8} = 80$ м, $l_{8-9} = 80$ м. Линия расположена во втором климатическом районе. Величина допустимых потерь напряжения в сети составляет $\Delta U_{доп} = 5\%$.

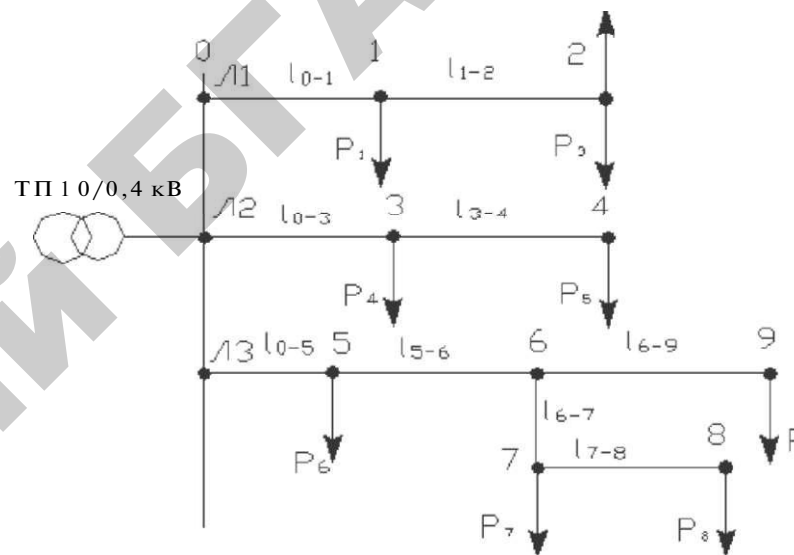


Рис. 2.3. Расчетная схема линии напряжением 0,38 кВ

Решение.

1. Расчетные значения активных мощностей на участках линии определяем по формуле:

$$P_{-2} = (P^2 + P^3) \kappa^0,$$

где κ^0 - коэффициент одновременности. Поскольку значения нагрузок не отличаются более чем в 4 раза, то суммирование производим по κ^0 . По таблице П.12.3 (приложение 12) для двух потребителей принимаем $\kappa^0 = 0,85$.

$$P_{-2} = (P^2 + P^3) \kappa^0 = (12 + 7) \cdot 0,85 = 16,15 \text{ кВт};$$

$$P_{0-1} = (P^1 + P_{-2}) \kappa^0 = (10 + 16,15) \cdot 0,85 = 22,23 \text{ кВт};$$

$$P_{3-4} = P^5 = 5 \text{ кВт};$$

$$P_{0-3} = P_4 + A P_5,$$

где AP^5 - добавка от меньшей нагрузки. Нагрузки P^3 и P^5 отличаются более чем в 4 раза. Поэтому их суммирование производим по таблице П.12.1 (приложение 12).

$$A P_5 = 3 \text{ кВт.}$$

Тогда

$$P_{0-3} = 24 + 3 = 27 \text{ кВт;}$$

$$P_{6-9} = P = 3 \text{ кВт;}$$

$$P_{7-8} = P_8 = 5 \text{ кВт;}$$

$$P_{6-7} = (P_7 + P_8)k^0 = (12 + 5) \cdot 0,85 = 14,45 \text{ кВт.}$$

Для двух потребителей по таблице П.12.3 (приложение 12) принимаем значение $k^0 = 0,85$.

$$P_{5-6} = P_{6-7} + AP^9 = 14,45 + 1,8 = 16,25 \text{ кВт,}$$

где $AP^9 = 1,8 \text{ кВт.}$

$$P_{5-5} = (P_5 + P_{5-6})k^0 = (14 + 16,25) \cdot 0,8 = 25,71 \text{ кВт.}$$

Суммарная нагрузка на шинах подстанции будет равна сумме нагрузок головных участков линии с учетом коэффициента одновременности.

$$P_{ПС} = (P_{01} + P_{0-3} + P_{5-5})k^0 = (22,23 + 27 + 25,71) \cdot 0,8 = 59,95 \text{ кВт.}$$

2. Значения полной мощности на участках определим по формуле:

$$S = \frac{P}{\cos \phi}$$

Поскольку электрифицируемым объектом является животноводческая ферма, то по таблице 2.12 для дневного максимума нагрузки значение $\cos \phi = 0,75$.

$$S_{2-1} = \frac{P_{2-1}}{\cos \phi} = \frac{16,15}{0,75} = 21,5 \text{ кВт А;}$$

$$S_{9-1} = \frac{P_{0-1}}{\cos \phi} = \frac{22,23}{0,75} = 29,64 \text{ кВт А;}$$

$$S_{3-4} = \frac{P_{3-4}}{\cos \phi} = \frac{5}{0,75} = 6,7 \text{ кВт А;}$$

$$S_{0-3} = \frac{P_{0-3}}{\cos \phi} = \frac{27}{0,75} = 36,0 \text{ кВт А кВт А;}$$

$$S_{6-9} = \frac{P_{6-9}}{\cos \phi} = \frac{3}{0,75} = 4 \text{ кВт А;}$$

$$S_{7-8} = \frac{P_{7-8}}{\cos \phi} = \frac{5}{0,75} = 6,7 \text{ кВт А;}$$

$$S_{6-7} = \frac{P_{6-7}}{\cos \phi} = \frac{14,45}{0,75} = 19,3 \text{ кВт А;}$$

$$S_{5-6} = \frac{P_{5-6}}{\cos \phi} = \frac{16,25}{0,75} = 21,7 \text{ кВт А;}$$

$$S_{0-5} = \frac{P_{0-5}}{\cos \phi} = \frac{25,71}{0,75} = 34,3 \text{ кВт А.}$$

3. Определяем эквивалентную мощность на участках. Коэффициент динамики роста нагрузок принимаем $k^d = 0,7$.

$$S_{2-1}^k = 21,5 \cdot 0,7 = 15,1 \text{ кВт А;}$$

$$S_{9-1}^k = 29,64 \cdot 0,7 = 20,7 \text{ кВт А;}$$

$$S_{3-4}^k = 6,7 \cdot 0,7 = 4,7 \text{ кВт А;}$$

$$S_{0-3}^k = 36 \cdot 0,7 = 25,2 \text{ кВт А;}$$

$$S_{6-9}^k = 4 \cdot 0,7 = 2,8 \text{ кВт А;}$$

$$S_{7-8}^k = 6,7 \cdot 0,7 = 4,7 \text{ кВт А;}$$

$$S_{6-7}^k = 19,3 \cdot 0,7 = 13,5 \text{ кВт А;}$$

$$S_{5-6}^k = 21,7 \cdot 0,7 = 15,2 \text{ кВт А;}$$

$$S_{0-5}^k = 34,3 \cdot 0,7 = 24 \text{ кВт А;}$$

4. По таблице экономических интервалов нагрузок (таблица 2.10) при толщине стенки гололеда $B = 5$ мм (второй район климатических условий) по значениям $S_{экв}$ находим число и марки проводов для всех участков линии:

участок 1-2	3xA25 + A25;
участок 0-1	3xA25+A25;
участок 3-4	2xA16+A16;
участок 0-3	3xA25 + A25;
участок 6-9	A16 + A16;
участок 7-8	2xA16+A16;
участок 6-7	3xA25 + A25;
участок 5-6	3xA25 + A25;
участок 0-5	3xA25 + A25.

5. Пользуясь номограммой (рисунок 2.4) потери напряжения на участках определяем (в %) по формуле:

где $ЛЦ_{уч}$ % - удельное значение потерь, %/(кВ · А · км);

- полная мощность на участке, кВ · А;

$l_{уч}$ - длина участка, м.

$$ЛЦ_{0-1} = 0,75 \cdot 29,64 \cdot 200 \cdot Ю^{-3} = 4,45 \text{ \%};$$

$$ЛЦ_{1-2} = 0,75 \cdot 21,5 \cdot 150 \cdot Ю^{-3} = 2,42 \text{ \%};$$

$$ЛЦ_{0-3} = 0,75 \cdot 36 \cdot 80 \cdot Ю^{-3} = 2,16 \text{ \%};$$

$$ЛЦ_{3-4} = 1,1 \cdot 6,7400 \cdot Ю^{-3} = 0,74 \text{ \%};$$

$$ЛЦ_{0-5} = 0,75 \cdot 34,3 \cdot 420 \cdot Ю^{-3} = 3,09 \text{ \%};$$

$$ЛЦ_{5-6} = 0,75 \cdot 21,9 \cdot 40 \cdot Ю^{-3} = 0,65 \text{ \%};$$

$$ЛЦ_{6-7} = 0,75 \cdot 19,3 \cdot 50 \cdot Ю^{-3} = 0,72 \text{ \%};$$

$$ЛЦ_{7-8} = 1,16,7 \cdot 80 \cdot Ю^{-3} = 0,59 \text{ \%};$$

$$ЛЦ_{6-9} = 1,14 \cdot 80 \cdot Ю^{-3} = 0,35 \text{ \%}.$$

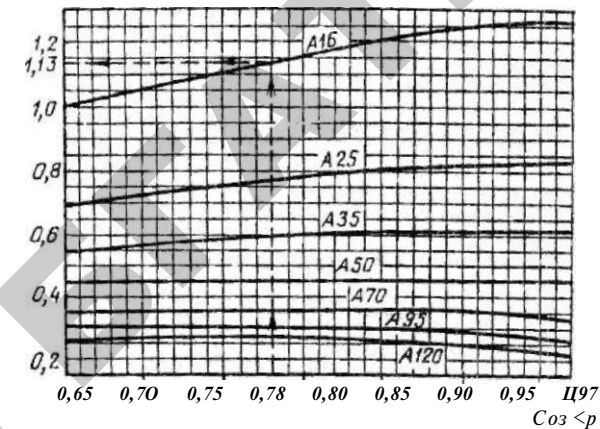


Рис. 2.4. Номограмма удельных потерь напряжения в ВЛ 380 В с алюминиевыми проводами

Потери напряжения от начала линии равны сумме потерь на последовательно соединенных участках линии.

В конце линии Л1

$$ЛЦ_{0-2} = ЛЦ_{0-1} + ЛЦ_{1-2} = 4,45 + 2,42 = 6,87\%.$$

В конце линии Л2

$$ЛЦ_{0-4} = ЛЦ_{0-3} + ЛЦ_{3-4} = 2,16 + 0,74 = 2,9\%.$$

В конце линии Л3 (участок 0-8)

$$ЛЦ_{0-8} = ЛЦ_{0-5} + ЛЦ_{5-6} + ЛЦ_{6-7} + ЛЦ_{7-8} = 3,09 + 0,65 + 0,72 + 0,59 = 5,05 \text{ \%}.$$

В конце ответвления линии Л3 (участок 0-9)

$$ЛЦ_{0-9} = ЛЦ_{0-5} + ЛЦ_{5-6} + ЛЦ_{6-9} = 3,09 + 0,65 + 0,35 = 4,09 \text{ \%}.$$

Поскольку потеря напряжения в конце линии Л1 превышает допустимую величину ($6,87\% > 5\%$), то сечение провода на головном участке 0-1 увеличим на одну ступень (примем провод марки А50). Тогда потеря напряжения на этом участке будет равна:

$$ЛЦ_{0-1} = 0,45 \cdot 29,64 \cdot 200 \cdot Ю^{-3} = 2,67 \text{ \%};$$

а в конце линии Л1

$$ЛЦ_{0-2} = ЛЦ_{0-1} + ЛЦ_{1-2} = 2,67 + 2,42 = 5,09\%.$$

Поскольку потеря напряжения в линии Л1 превышает допустимую величину ($5,09 \% > 5 \%$), то на участке 1-2 так же принимаем провод марки А50. Потеря напряжения на этом участке будет равна:

$$\Delta U_{2} = 0,45 \cdot 21,5 \cdot 10^{-3} = 1,45 \%;$$

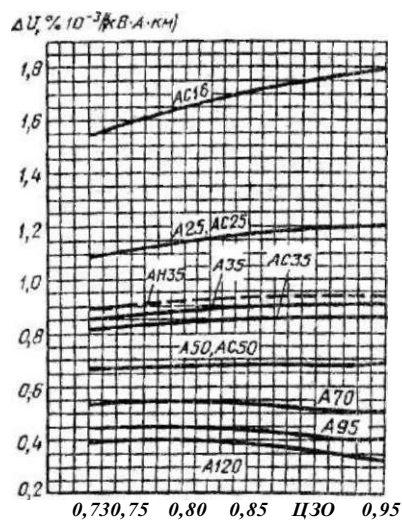
Потеря напряжения в конце линии Л1

$$\Delta U_{2} = \Delta U_{1} + \Delta U_{2} = 2,67 + 1,45 = 4,12\%.$$

Теперь величина потери напряжения в конце линии Л1 не превышает допустимое значение ($4,12 \% < 5 \%$).

На участках линий 3-4, 6-9 и 7-8 нагрузке и потере напряжения удовлетворяют провода марки А16, но их не рекомендуется применять из-за недостаточной механической прочности. Кроме того, значения потери напряжения в линии Л3 (участок 0-8) превышает допустимую величину ($5,05 \% > 5,0 \%$). Поэтому на данных участках следует использовать провода марки А25.

Произведем уточненный расчет потери напряжения и его результаты занесем в таблицу 2.13.



Таким образом, марки проводов ВЛ 380 В для животноводческой фермы определены.

Аналогичным образом производят выбор проводов для ВЛ 10 кВ. Номограмма для определения удельных потерь напряжения в ВЛ 10 кВ приведены на рисунке 2.5 и в специальной литературе [9].

Рис. 2.5. Номограмма удельных потерь напряжения в ВЛ 10 кВ с проводами А, АС и АН

Выбор проводов по участкам ВЛ 380/220 В

Участок	Мощность			Длина участка, м	Предварительный расчет			Окончательный расчет		
	активная, кВт	полная, кВ-А	эквивалентная, кВ-А		Марка провода	Потери напряжения		Марка провода	Потери напряжения	
						на участке, %	от начала линии, %		на участке, %	от начала линии, %
Л1. 0-1	22,23	29,64	20,7	200	3xA25+A25	4,45	4,45	3xA50+A50	2,67	2,67
1-2	16,15	21,5	15,1	150	3xA25+A25	2,42	6,87	3xA50+A50	1,45	3,83
Л2. 0-3	27,0	36,0	25,2	80	3xA25+A25	2,16	2,16	3xA25+A25	2,16	2,16
3-4	5,0	6,7	4,7	100	2xA16+A16	0,74	2,90	2xA25+ A25	0,50	2,66
Л3. 0-5	25,71	34,3	24,0	120	3xA25+A25	3,09	3,09	3xA25+ A25	3,09	3,09
5-6	16,25	21,7	15,2	40	3xA25+A25	0,65	3,74	3xA25+A25	0,65	3,74
6-7	14,45	19,3	13,5	50	3xA25+A25	0,72	4,46	3xA25+A25	0,72	4,46
7-8	5,0	6,7	4,7	80	2xA16+A16	0,59	5,05	2xA25+A25	0,40	4,86
6-9	3,0	4,0	2,8	80	A16+A16	0,35	4,09	A25+A25	0,24	3,98

2.4. Определение площади сечения проводов по экономической плотности тока

Согласно ПУЭ этот метод рекомендуется применять для расчета проводов линий напряжением 35 кВ, находящихся в сельской местности и питающих подстанции 35/10 кВ, на которых установлены трансформаторы с регулированием напряжения под нагрузкой. При этом используют формулу:

$$P_{\text{эк}} = \frac{I^2}{J_{\text{эк}}} \quad (2.35)$$

где $P_{\text{эк}}$ - экономически целесообразная площадь сечения провода, мм²;

$I_{\text{макс}}$ - максимальный расчетный ток на участке, А;

$J_{\text{эк}}$ - экономическая плотность тока, А/мм².

Максимальный ток на участке линии определяется по формуле:

$$I_{\text{макс}} = \frac{P_{\text{макс}}}{U_{\text{н}} \cos \phi} \quad (2.36)$$

где $P_{\text{макс}}$ - максимальная мощность на участке, кВт;

$U_{\text{н}}$ - номинальное напряжение, кВ;

$\cos \phi$ - коэффициент мощности.

Экономическая плотность тока зависит от материала провода, конструктивного исполнения линии, приведенных затрат на ее сооружение и продолжительности использования максимума нагрузки $T_{\text{макс}}$. Значение экономической плотности тока принимают из таблицы 2.14 или ПУЭ [7].

Таблица 2.14

Провода и кабели	Экономическая плотность тока		
	Экономическая плотность тока А/мм ² при продолжительности использования максимума нагрузки, ч/год		
	1000...3000	3000...5000	5000...8700
1	2	3	4
Провода и шины (без изоляции):			
медные	2,5	2,1	1,8
алюминиевые	1,3	1,1	1,0

Окончание табл. 2.14

1	2	3	4
Кабели с бумажной и провода с резиновой и поливинилхлоридной изоляцией:			
с медными жилами	3,0	2,5	2,0
с алюминиевыми жилами	1,6	1,4	1,2
Кабели с резиновой и пластмассовой изоляцией:			
с медными жилами	3,5	3,1	2,7
с алюминиевыми жилами	1,9	1,7	1,6

Если линия состоит из нескольких участков, то используют провода с различным сечением на отдельных участках, либо с одинаковым сечением по всей длине линии. В первом случае сечение проводов на каждом участке определяется по формуле (2.35). При этом подставляется значение тока данного участка. При определении экономического сечения проводов, постоянного по всей длине линии, при нескольких нагрузках следует найти эквивалентный ток по формуле:

$$I_{\text{экв}} = \sqrt{2I^2 \cdot I} \quad (2.37)$$

где I - расчетный ток 1-го участка;

l - длина 1-го участка;

n - число участков.

Тогда экономическое сечение

$$P_{\text{эк}} = \frac{I_{\text{экв}}^2}{J_{\text{эк}}}$$

Если провода линии имеют одно сечение от начала до конца с равномерно распределенной нагрузкой по длине линии (рис. 2.6), то согласно ПУЭ экономическая плотность тока на головном участке линии должна быть увеличена в k раз. Данное число определяется по формуле:

$$I_y^* = \frac{I^* \cdot b}{l_1^2 + l_2^2 + l_3^2} \quad (2.38)$$

где I_1, I_2, I_3 - нагрузки отдельных участков линии, А;
 l_1, l_2, l_3 - длины участков линии, км;
 b - общая длина линии, км.

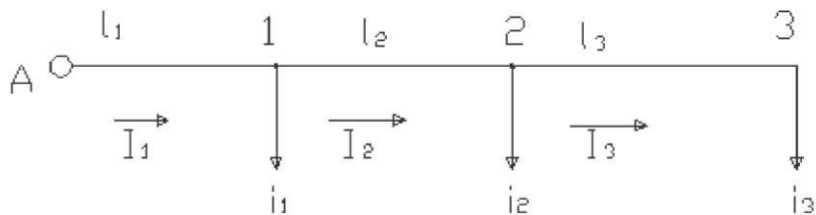


Рис 2.6. К расчету проводов по экономической плотности тока

Экономическое сечение в этом случае определяется по формуле:

$$I_{\text{макс}} = \frac{I^* \cdot b}{I_{\text{эк}} \cdot k_y} \quad (2.39)$$

После этого принимают ближайшие стандартные площади сечений и проверяют их на допустимую потерю напряжения.

Пример 4. Определить площадь сечения сталеалюминиевых проводов воздушной линии напряжением 35 кВ. По линии передается мощность 3400 кВт. Время использования максимума нагрузки $T_{\text{макс}} = 4000$ ч, длина линии $b = 25$ км, допустимая потеря напряжения $ЛЦ_{\text{доп}} = 6\%$, $\cos \phi = 0,8$.

Решение.

1. По таблице 2.14 экономическая плотность тока $I_{\text{эк}} = 4$ А/мм².
2. Максимальный ток в линии

$$I_{\text{м}} = \frac{3400}{\sqrt{3} \cdot 35 \cdot 0,8} = 70,2 \text{ А.}$$

3. Экономическое сечение провода

$$S = \frac{70,2}{4} = 17,55 \text{ мм}^2$$

Выбираем провод АС70 ($r^0 = 0,42$ Ом/км, $X^0 = 0,4$ Ом/км).

4. Проверим провод по допустимым потерям напряжения по формуле:

$$ЛЦ = \frac{(P_{\text{гр}} + 6x0) \cdot b}{U^2} \quad (2.40)$$

Реактивная мощность

$$Q = P \cdot \tan \phi = 3400 \cdot 0,75 = 2550 \text{ квар,}$$

$$\text{где } \tan \phi = \frac{\sin \phi}{\cos \phi} = \frac{0,6}{0,8} = 0,75$$

Потери напряжения в линии

$$ЛЦ = \frac{(3400 \cdot 0,42 + 2550 \cdot 0,4) \cdot 25}{35^2} = 1749 \text{ В,}$$

что составляет 5 %.

Поскольку величина расчетных потерь напряжения меньше их допустимого значения (5 % < 6 %), то отклонение напряжения у потребителя не превысит норму.

Пример 5. Воздушная линия напряжением 35 кВ состоит из трех участков (рис. 2.6) длиной $l_1 = 10$ км, $l_2 = 14$ км, $l_3 = 6$ км. Сила тока нагрузок $I_1 = 25$ А, $I_2 = 10$ А, $I_3 = 15$ А. Длина линии $b = 30$ км; $\cos \phi = 0,8$; $T_{\text{макс}} = 3500$ ч; $ЛЦ_{\text{доп}} = 5\%$. Определить экономическое сечение сталеалюминиевого провода на отдельных участках сети и когда сечение постоянное по всей длине линии.

Решение.

1. Определяем токи на участках линии (считаем, что коэффициент одновременности $\kappa^0 = 1$):

$$\begin{aligned} I_{1,2} &= 15 \text{ А;} \\ I_{2,3} &= 15 + 10 = 25 \text{ А;} \\ I_{1,2,3} &= 25 + 25 = 50 \text{ А.} \end{aligned}$$

2. По таблице 2.14 находим экономическую плотность тока $J_{\text{эк}} = 1,1 \text{ А/мм}^2$. Для провода марки АС данная плотность такая же, как и для провода марки А.

3. Определяем экономическое сечение на каждом участке сети:

$$S_{\text{эк}} = I^2 = 13,6 \text{ мм}^2.$$

Для данной нагрузки подходит провод марки АС-16, но с учетом механической прочности следует выбрать провод АС-25.

$$S_{\text{эк}} = \frac{25}{1,1} = 22,7 \text{ мм}^2. \text{ Принимаем провод АС-25.}$$

$$S_{\text{эк}} = \frac{50}{1,1} = 45,5 \text{ мм}^2. \text{ Принимаем провод АС-50.}$$

4. Определим экономическое сечение провода, постоянное по всей длине линии. Коэффициент

$$K_{\text{э}} = \frac{I^2 \cdot L}{I^2 \cdot l + I^2 \cdot l + I^2 \cdot l} = \frac{50^2 \cdot 30}{50^2 \cdot 10 + 25^2 \cdot 44 + 15^2 \cdot 6} = 1,5$$

Экономическое сечение

$$S_{\text{эк}} = \frac{50}{1,1 \cdot 1,5} = 30,3 \text{ мм}^2$$

Выбираем провод марки АС-35.

5. Проверим провод АС-35 по потере напряжения. По таблице П.1.1 (приложение 1) для провода АС-35 находим $\Gamma^0 = 0,773 \text{ Ом/км}$; $x^0 = 0,4 \text{ Ом/км}$.

Поскольку линия по всей длине выполнена проводом А35, то на всех участках $\Gamma^0 = 0,773 \text{ Ом/км}$; $x^0 = 0,4 \text{ Ом/км}$; $\cos \phi = 0,8$; $\sin \phi = 0,6$.

Тогда потеря напряжения

$$\begin{aligned} \Delta U &= \Gamma^0 \cdot L \cdot I^2 \cdot (\cos \phi + x^0 \cdot \sin \phi) \\ &= 0,773 \cdot 30 \cdot (50^2 \cdot 0,8 + 0,4 \cdot 25^2 \cdot 0,6) = 1399 \text{ В,} \end{aligned}$$

что составляет 4 %.

Эта величина не превышает допустимого значения ($4 \% < 5 \%$).

2.5. Выбор площади сечения проводов по допустимой потере напряжения

Важнейшей характеристикой качества электрической энергии является уровень напряжения. Напряжение, при котором приемники работают наиболее эффективно, есть номинальное напряжение сети. Нормальный режим работы электроприемников обеспечивается тогда, когда их номинальное напряжение совпадает с номинальным напряжением сети. Однако обеспечить в сети постоянно номинальное напряжение практически невозможно. Напряжение в конце линии отличается от напряжения в начале линии. В этом случае происходит падение напряжения, а также его потеря. Геометрическая разность векторов напряжений переменного тока в начале и в конце рассматриваемого участка линии называется падением напряжения. Оно определяется по формуле:

$$(2.41)$$

Алгебраическая разность напряжений в начале линии и в ее конце называется потерей напряжения. Оно определяется по формуле:

$$(2.42)$$

Потери напряжения в пределах трехфазных линий напряжением до 35 кВ включительно с одним потребителем на конце (магистральная линия на рисунке 2.7, а) определяют по следующим формулам:

$$\cos\phi + x^0 \text{ш}\phi); \quad (2.43)$$

$$L_{\Sigma} = 43 / (1L + 1P X0) = UG3 / (L_{\Sigma a} + L_{\Sigma p}); \quad (2.44)$$

$$L_{\Sigma} = \frac{P / (r^0 + 6x^0)}{C_{\Sigma}} = \frac{5 / (\Gamma^0 C03\phi + X^0 31П\phi)}{C_{\Sigma}} \quad (2.45)$$

где I_d, I^P - активная и реактивная составляющие тока соответственно, А;

$L_{\Sigma}, L_{\Sigma P}$ - активная и реактивная составляющие потерь на протяжении соответственно, В;

P, \bar{b}, S - активная, реактивная и полная мощности соответственно (Вт, вар, В-А).

Г о , Х о Д

А О

Т

К \$, P , 0 >

а

•*4*_

в

$$S_o = p^0 + \wedge \text{й} \quad S; \text{в} = p^{\wedge \wedge \wedge \wedge} \text{о} \text{в} \quad S_c = P_c + \wedge c$$

б

Рис. 2.7. Линии с одной (а) и несколькими нагрузками (б)

Для линий, состоящих из нескольких участков (рис. 2.7, б) потери напряжения по участкам суммируют. В этом случае можно пользоваться формулами:

$$L_{\Sigma} = \sum_{i=1}^n (\bar{r}_0, C03\phi + x_0, 3\text{ш}\phi) L_i \quad (2.46)$$

$$L_{\Sigma} = \sum_{i=1}^n X_{(z^0 I_{\Sigma} + x^0 I^P)} = \sum_{i=1}^n X_{(L_{\Sigma}, + L_{\Sigma P});} \quad (2.47)$$

$$-131, X_{(r_0 P + \wedge)} \quad (2.48)$$

Пример 6. Линия электропередач напряжением 35 кВ длиной 12 км выполнена проводом АС-70 ($r^0 = 0,429$ Ом/км; $x^0 = 0,37$ Ом/км). Активная передаваемая мощность $P = 4200$ кВт, $\cos\phi = 0,8$.

Определить потери напряжения в линии.

Решение.

Реактивную мощность определяем по формуле:

$$\bar{b} = P - 1\text{ш}\phi = 4200 - 0,75 = 3150 \text{ квар},$$

где $I \Delta \phi = \frac{3П1\phi}{C03\phi} = \frac{0,6}{0,8} = 0,75$.

По формуле (2.45) потери напряжения в линии

$$\Delta U = \frac{(P_r + 6x^0)}{C_{\Sigma}} = \frac{(4200 \cdot 0,429 + 3150 \cdot 0,37) \cdot 12}{35} = 1017 \text{ В},$$

или

$$L_{\Sigma} = \frac{L_{\Sigma}}{C_{\Sigma}} = \frac{1017}{35000} = 2,9\%.$$

Пример 7. Линия электропередачи напряжением 10 кВ (рис. 2.7, б) выполнена проводом АС-70 ($r^0 = 0,429$ Ом/км; $x^0 = 0,37$ Ом/км). Нагрузки потребителей заданы в комплексном ви-

де: $5^a = 500 / 400 \text{ кВ} \cdot \text{А}$, $5^b = 400 / 200 \text{ кВ} \cdot \text{А}$, $5^c = 180 / 150 \text{ кВ} \cdot \text{А}$.
 Длины участков: $l^1 = l^2 = 7 \text{ км}$; $l^2 = 10 \text{ км}$, $l^3 = 12 \text{ км}$.

Определить потери напряжения в линии.

Решение.

Решим задачу двумя способами: по сосредоточенным мощностям потребителей и по линейным мощностям участков.

1. Потери напряжения по заданным сосредоточенным мощностям потребителей определяются по формуле (2.48).

$$\Delta U_{\%} = \frac{2 \cdot I_{\Sigma}^2 \cdot (R_{\Sigma} + \Delta R_{\Sigma})}{U_{\Sigma}^2} = \frac{(P_c/3 + P_b l^2 + P_a/1) \Gamma_0 + (6c/3 + \Delta b_2^2 + a_x)}{U_{\Sigma}^2} \cdot 100$$

$$= \frac{(180 \cdot 2 + 580 \cdot 3 + 1080 \cdot 7) \cdot 0,429 + (150 \cdot 2 + 350 \cdot 3 + 750 \cdot 7) \cdot 0,37}{10^2} \cdot 100 = 5,1 \%$$

где l' - расстояние векторов мощностей от центра питания А, км.

2. Определим потери напряжения по линейным мощностям участков.

Значение линейных мощностей на участках линии:

участок Б-С: $5^b_c = 180 / 150 \text{ кВ} \cdot \text{А}$;

участок А-Б: $5^a_b = (180 / 150) + (400 / 200) = 580 / 350 \text{ кВ} \cdot \text{А}$;

участок А-а:

$$5^A_a = 5^a_b + 5^a = (580 / 350) + (500 / 400) = 1080 / 750 \text{ кВ} \cdot \text{А}.$$

Потери напряжения по формуле 2.48

$$\Delta U_{\%} = \frac{(180 \cdot 2 + 580 \cdot 3 + 1080 \cdot 7) \cdot 0,429 + (150 \cdot 2 + 350 \cdot 3 + 750 \cdot 7) \cdot 0,37}{10^2} \cdot 100 = 5,1 \%$$

Таким образом, оба способа расчета позволяют получить одинаковый результат. С целью упрощения расчетов можно пользоваться таблицами, приведенными в [10], а также приложением 13, где удельные потери напряжения воздушной линии в проводах составлены на основании формулы:

$$\Delta U_{\%} = \Delta U_{уд} \cdot I \cdot 10 \quad (2.49)$$

где $\Delta U_{\%}$ - потери напряжения на участке линии, выраженные в процентах от номинального значения;

S - полная расчетная мощность на участке линии, $\text{кВ} \cdot \text{А}$;

l - длина участка линии, км.

Расчет магистралей трехфазного тока при постоянном сечении проводов

Расчет заключается в определении сечения провода по заданной допустимой потере напряжения, которую определяют по таблицам, исходя из допустимых отклонений напряжения у потребителя.

Поскольку индуктивное сопротивление проводов воздушных линий при одинаковом расстоянии между ними изменяется очень незначительно при изменении их сечения, то это позволяет задаться значением индуктивного сопротивления x^0 . Для воздушных линий с проводами из цветных металлов напряжением 0,38...20 кВ можно допустить, что $x^0 = 0,35 \dots 0,40 \text{ Ом/км}$.

Тогда составляющая потери напряжения в реактивных сопротивлениях будет определяться по формуле:

$$\Delta U_{\%} = \frac{I_p^2 \cdot x^0 \cdot l}{U_{\Sigma}^2} \cdot 100 \quad (2.50)$$

где I_p - реактивный ток, А.

Зная допустимую потерю напряжения, определим составляющую потери напряжения в активных сопротивлениях по формуле:

• $\Delta U_{\%}$.

В свою очередь,

$$\Delta U_{\%} = \frac{I_a^2 \cdot R \cdot l}{U_{\Sigma}^2} \cdot 100 \quad (2.51)$$

где I_a - активный ток, А;

R - активное сопротивление ($\frac{\rho}{\gamma \cdot S}$), Ом;

l - длина линии, м;

γ - удельная проводимость провода, $\text{м} / (\text{Ом} \cdot \text{мм}^2)$;

S - сечение провода, мм^2 .

После подстановки значения g в формулу (2.51) и соответствующих преобразований получим формулы для определения сечения провода:

$$u_{ЛЦ} = \frac{P}{I_{ЛЦ}} \quad (2.52)$$

Если нагрузка задана мощностями, то

$$P = \frac{X_{ЛЦ}}{u_{ЛЦ}^2} \quad (2.53)$$

где P - активная мощность, Вт;

U_n - номинальное напряжение сети, В.

Порядок расчета.

1. Задают значения индуктивных сопротивлений x^0 .
2. По формуле (2.50) определяют составляющую потери напряжения в реактивных сопротивлениях $ЛЦ_p$.
3. По допустимой потере напряжения $ЛЦ_{доп}$, определяют составляющую потери напряжения в активных сопротивлениях.
4. По формуле (2.52) или (2.53) определяют значение сечения провода и округляют его до стандартной величины.
5. Проверяют действительную потерю напряжения, приняв значение индуктивного сопротивления провода из таблиц. Если при этом потеря напряжения будет больше допустимой, то сечение провода увеличивают.

Пример 8. Определить сечение алюминиевых проводов воздушной линии трехфазного тока напряжением 10 кВ, если допустимая потеря напряжения составляет 5 %. Длина линии $l = 12$ км, нагрузка $Y = 420$ / 180 кВ · А.

Решение.

1. Задаем значение индуктивного сопротивления одного километра линии $x^0 = 0,4$ Ом / км.
2. По формуле (2.50) определяем потери напряжения в реактивных сопротивлениях:

$$u_{ЛЦ_p} = \frac{l}{3} x^0 I_p = \frac{12}{3} \cdot 0,4 \cdot 180 = 288 \text{ В}$$

3. Выражаем допустимую потерю напряжения в именованных единицах

$$u_{ЛЦ_{доп}} = \frac{5}{100} \cdot 10000 = 500 \text{ В}$$

4. Находим потерю напряжения в активных сопротивлениях:

$$u_{ЛЦ_a} = u_{ЛЦ_{доп}} - u_{ЛЦ_p} = 500 - 150 = 350 \text{ В}$$

5. По формуле (2.53) определяем сечение провода магистральной линии:

$$P = \frac{X_{ЛЦ} P}{u_{ЛЦ}^2} = \frac{420 \cdot 420 \cdot 12}{32 \cdot 350^2} = 45 \text{ мм}^2$$

Выбираем провод А50.

Определение сечения проводов по условию наименьшего расхода цветного металла. Электрические сети в редких случаях выполняют проводами одинакового сечения по всей длине линии. Как правило, сечение проводов вдоль линии не одинаково. К концу линии нагрузка снижается и, соответственно, уменьшается сечение проводов. Следует отметить, что при одной и той же допустимой потере напряжения может существовать несколько вариантов сечений проводов линий. Один из этих вариантов будет предусматривать наименьший расход металла. Чтобы найти этот вариант, нужно провести большое количество расчетов и сравнить их результаты. Это очень сложная и трудоемкая работа. В связи с этим разработан способ расчета, который позволяет сразу определить наиболее выгодные сечения проводов на каждом участке линии. Сущность данного способа заключается в том, что допустимую потерю напряжения распределяют по участкам пропорционально моментам общих токов этих участков, т. е. произведениям линейных токов или мощностей на участках на длину этих участков [8]:

$$\Delta P_1^1 = \Delta P_{доп} \frac{M^1}{2 M^2} \quad (2.54)$$

$$\Delta P_2^2 = \Delta P_{доп} \frac{M^2}{2 M^3}$$

$$\Delta P_n = \Delta P_{доп} \frac{M^n}{2 M}$$

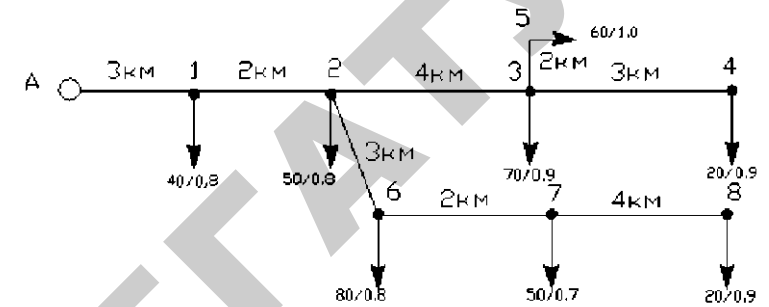


Рис. 2.8. Схема сети напряжением 10 кВ (к примеру 9).

Решение.

1. Нагрузки в сетях выразим в комплексном виде:

$$S_1 = 40 \cdot 0,8 \cdot 0,6 = 32 \text{ кВ} \cdot \text{А};$$

$$S_2 = 50 \cdot 0,8 \cdot 0,6 = 40 \text{ кВ} \cdot \text{А};$$

$$S_3 = 70 \cdot 0,9 \cdot 0,44 = 63 \text{ кВ} \cdot \text{А};$$

$$S_4 = 20 \cdot 0,9 \cdot 0,44 = 18 \text{ кВ} \cdot \text{А};$$

$$S_5 = 60 \cdot 1,0 = 60 \text{ кВ} \cdot \text{А};$$

$$S_6 = 80 \cdot 0,8 \cdot 0,6 = 64 \text{ кВ} \cdot \text{А};$$

$$S_7 = 50 \cdot 0,7 \cdot 0,71 = 35 \text{ кВ} \cdot \text{А};$$

$$S_8 = 20 \cdot 0,9 \cdot 0,44 = 18 \text{ кВ} \cdot \text{А}.$$

2. Определим нагрузки на участках. Суммирование для упрощения произведем без учета коэффициента одновременности.

$$S_{3-4} = S_4 = 18 \text{ кВ} \cdot \text{А}.$$

$$S_{3-5} = S_5 = 60 \text{ кВ} \cdot \text{А}.$$

$$S_{2-3} = S_3 + S_4 + S_5 = 141 \text{ кВ} \cdot \text{А}.$$

$$S_{7-8} = S_8 = 18 \text{ кВ} \cdot \text{А}.$$

$$S_{6-7} = S_7 + S_8 = 53 \text{ кВ} \cdot \text{А}.$$

$$S_{2-6} = S_6 + S_7 = 117 \text{ кВ} \cdot \text{А}.$$

$$S_{1-2} = S_2 + S_3 + S_6 = 298 \text{ кВ} \cdot \text{А}.$$

$$S_{A-1} = S_1 + S_2 = 330 \text{ кВ} \cdot \text{А}.$$

где ΔP_1^1 ; ΔP_2^2 ; ΔP_n - допустимая потеря напряжения на 1-м, 2-м и n-м участке соответственно;

M^1 , M^2 , M^n - моменты нагрузок 1-го, 2-го и n-го участков соответственно;

$$M = M^1 + M^2 + \dots + M^n \quad \text{сумма моментов всех участков.}$$

$$M^1 = I_1^2 l_1; M^2 = I_2^2 l_2; M^n = I_n^2 l_n \quad \text{или} \quad M^1 = S_1 l_1; M^2 = S_2 l_2; M^n = S_n l_n,$$

где I_1 , I_2 , I_n - линейные токи на участках;

S_1 , S_2 , S_n - линейные мощности на участках;

l_1 , l_2 , l_n - длины участков.

Порядок расчета.

1. Определяют моменты нагрузок всех участков и их сумму.

2. По формулам (2.54) распределяют допустимую потерю напряжения по участкам сети.

3. По изложенной выше методике рассчитывают каждый участок как магистральную линию.

Пример 9. Рассчитать сеть напряжением 10 кВ (рис. 2.8) по минимуму расхода металла. Допустимая потеря напряжения составляет 3,5 %. Нагрузки указаны на схеме в киловольт-амперах, длины - в километрах. Вместе с нагрузками задан $\cos \phi$. Среднее геометрическое расстояние между проводами $P_{ср} = 1000$ мм.

3. Определим моменты реактивных мощностей:

$$M_{pA-2} = \langle 2A_{-1} \cdot I_{A-1} + 0A_{-2} \cdot I_{A-2} \rangle = 187 \cdot 3 + 163 \cdot 2 = 887 \text{ квар} \cdot \text{м};$$

$$M_{p2-3} = \langle I_{2-3} \cdot I_{2-3} \rangle = 40 \cdot 4 = 160 \text{ квар} \cdot \text{м};$$

$$= 0_{3-5} \cdot I_{3-5} = 0 \text{ квар} \cdot \text{м};$$

$$M_{p3-4} = \langle 0_{3-4} \cdot I_{3-4} \rangle = 9 \cdot 3 = 27 \text{ квар} \cdot \text{м};$$

$$M_{p2-6} = \langle 0_{2-6} \cdot I_{2-6} \rangle = 93 \cdot 3 = 279 \text{ квар} \cdot \text{м};$$

$$M_{p6-7} = \langle 6_{6-7} \cdot I_{6-7} \rangle = 45 \cdot 2 = 90 \text{ квар} \cdot \text{м};$$

$$M_{p7-8} = \langle 0_{7-8} \cdot I_{7-8} \rangle = 9 \cdot 4 = 36 \text{ квар} \cdot \text{м}.$$

4. Суммы моментов реактивных мощностей до отдельных точек будут равны:

$$M_{pA-4} = M_{pA-2} + M_{p2-3} + M_{p3-4} = 887 + 160 + 27 = 1074 \text{ квар} \cdot \text{м};$$

$$M_{pд_8} = M_{pA-2} + M_{p2-6} + M_{p6-7} + M_{p7-8} = 887 + 279 + 90 + 36 = 1292 \text{ квар} \cdot \text{м}.$$

Средний момент реактивных мощностей

$$M_{pCP} = \frac{1074 + 1292}{2} = 1183 \text{ квар} \cdot \text{м}.$$

5. Определим среднюю максимальную потерю напряжения в реактивных сопротивлениях по формуле:

$$\Delta U_P = \frac{E^0 X}{V} = \frac{M_{pCP} X^0}{V} = 1,4 = 47 \text{ В}.$$

6. Выразим допустимую максимальную потерю напряжения в именованных единицах:

$$\Delta U_{\text{ДЦ}} = \Delta U_{\text{ДЦ}}^{\text{ТМ}} \cdot V = 1,4 \cdot 250 = 350 \text{ В}.$$

7. Определим допустимую максимальную потерю напряжения в активных сопротивлениях:

$$\Delta U_a = \Delta U_{\text{ДЦ}} - \Delta U_P = 350 - 47 = 303 \text{ В}.$$

8. Определим моменты активных мощностей:

$$-P_a \quad I_{1-2} + P_{1-2} \cdot I_{1-2} = 330 \cdot 3 + 298 \cdot 2 = 1586 \text{ кВт} \cdot \text{м};$$

$$M_{a \quad p2-} = 141 \cdot 4 = 564 \text{ кВт} \cdot \text{м};$$

$$M_{a \quad p3-} = 60 \cdot 2 = 120 \text{ кВт} \cdot \text{м};$$

$$M_{a \quad p3-} = 18 \cdot 3 = 54 \text{ кВт} \cdot \text{м};$$

$$M_{a \quad -P7-} = 117 \cdot 3 = 351 \text{ кВт} \cdot \text{м};$$

$$M_{a \quad -P6-} = 53 \cdot 2 = 106 \text{ кВт} \cdot \text{м};$$

$$M_{a \quad p7} = 18 \cdot 4 = 72 \text{ кВт} \cdot \text{м}.$$

9. Суммарный момент активных мощностей

$$E_{M_a} = M_{aA-2} + M_{a2-3} + M_{a3-5} + M_{a3-4} + M_{a2-6} + M_{a6-7} + M_{a7-8} = 1586 + 564 + 120 + 54 + 351 + 106 + 72 = 2853 \text{ кВт} \cdot \text{м}.$$

10. Пользуясь формулой (2.54) распределяем допустимые активные потери напряжения по участкам линии:

$$\Delta U_{aA-2} = \Delta U_a \cdot \frac{M_{aA-2}}{E_{M_a}} = 303 \cdot \frac{1586}{2853} = 168,4 \text{ В};$$

$$\Delta U_{a2-3} = \Delta U_a \cdot \frac{M_{a2-3}}{E_{M_a}} = 303 \cdot \frac{564}{2853} = 60 \text{ В};$$

$$\Delta U_{a3-5} = \Delta U_a \cdot \frac{M_{a3-5}}{E_{M_a}} = 303 \cdot \frac{120}{2853} = 12,7 \text{ В};$$

$$\Delta U_{a3-4} = \Delta U_a \cdot \frac{M_{a3-4}}{E_{M_a}} = 303 \cdot \frac{54}{2853} = 5,7 \text{ В};$$

$$\Delta U_{a2-6} = \Delta U_a \cdot \frac{M_{a2-6}}{E_{M_a}} = 303 \cdot \frac{351}{2853} = 37,3 \text{ В};$$

$$\Delta U_{a6-7} = \Delta U_a \cdot \frac{M_{a6-7}}{E_{M_a}} = 303 \cdot \frac{106}{2853} = 11,3 \text{ В};$$

$$\Delta U_{a7-8} = \Delta U_a \cdot \frac{M_{a7-8}}{E_{M_a}} = 303 \cdot \frac{72}{2853} = 7,6 \text{ В}.$$

11. Определим сечения проводов на участках:

$$2 \frac{P}{u \Delta \Pi^2} = \frac{1586 \cdot 1000}{32 \cdot 168,4 \cdot 10} = 29,4 \text{ мм}^2$$

выбираем провод А35;

$$*_{2,3} \frac{2 P}{u \Delta \Pi^2} = \frac{564 \cdot 1000}{32 \cdot 60 \cdot 10} = 29,4 \text{ мм}^2,$$

выбираем провод А35;

$$P_{3,5} \frac{2 P}{u \Delta \Pi^2} = \frac{120 \cdot 1000}{32 \cdot 12,7 \cdot 10} = 29,5 \text{ мм}^2,$$

выбираем провод А35;

$$P_3 \frac{2 P}{u \Delta \Pi^2} = \frac{54 \cdot 1000}{32 \cdot 5,7 \cdot 10} = 29,6 \text{ мм}^2,$$

выбираем провод А35;

$$P_{2-} \frac{2 P}{u \Delta \Pi^2} = \frac{(351 + 106 + 72) \cdot 1000}{32 \cdot 56,2 \cdot 10} = 29,4 \text{ мм}^2,$$

выбираем провод А35.

12. Определяем действительные потери напряжения на участках линии по формуле (2.45):

$$2(P_{Г0} + \dots) / \Pi$$

По таблицам П.1.1 и П.1.4 (приложение 1) для провода А35 находим $g^0 = 0,83 \text{ Ом/км}$, $x^0 = 0,366 \text{ Ом/км}$.

Тогда

$$\Delta P_{A_2} = \frac{(330 \cdot 0,83 + 187 \cdot 0,366) \cdot 3 + (298 \cdot 0,83 + 163 \cdot 0,366) \cdot 2}{10} = 164,1 \text{ В};$$

$$\Delta P_{A_{2,3}} = \frac{(141 \cdot 0,83 + 40 \cdot 0,366) \cdot 4}{10} = 52,7 \text{ В};$$

$$\Delta P_3 = \frac{(18 \cdot 0,83 + 9 \cdot 0,366) \cdot 4}{10} = 5,5 \text{ В};$$

$$\Delta P_3 = \frac{(60 \cdot 0,83 + 0) \cdot 2}{10} = 10 \text{ В};$$

$$\Delta P_{A_8} = \frac{(117 \cdot 0,83 + 93 \cdot 0,366) \cdot 3 + (53 \cdot 0,83 + 45 \cdot 0,366) \cdot 2 + (18 \cdot 0,83 + 9 \cdot 0,366) \cdot 4}{10} = 58,7 \text{ В}.$$

13. Определим суммарные потери напряжения до наиболее удаленных точек нагрузки:

$$\Delta P_{\Sigma} = \Delta P_{A_2} + \Delta P_{A_{2,3}} + \Delta P_3 + \Delta P_3 = 164,1 + 52,7 + 5,5 = 222,3 \text{ В};$$

$$\Delta P_{A_5} = \Delta P_{A_2} + \Delta P_{A_{2,3}} + \Delta P_3 = 164,1 + 52,7 + 10 = 226,8 \text{ В};$$

$$\Delta P_{A_8} = \Delta P_{A_2} + \Delta P_{A_8} = 164,1 + 58,7 = 222,8 \text{ В}.$$

Наибольшая потеря напряжения до точки 5 составляет

$$\Delta P_{\Sigma} \cdot \frac{\Delta P_{A_5}}{P} \cdot 100 = \frac{226,8}{10000} \cdot 100 = 2,27\%.$$

Эта величина не превышает допустимого значения, т. е. $2,7\% < 3,5\%$.

2.6. Проверка проводников по условиям короны

В соответствии с ПУЭ [7] провода линии электропередачи напряжением 35 кВ и выше должны быть проверены по условию образования короны с учетом среднегодовых значений плотности и температуры воздуха на высоте расположения данной электроустановки над уровнем моря, приведенного радиуса проводника, а также коэффициента гладкости проводников.

Начальная напряженность поля у поверхности любого из проводов вычисляется по формуле:

$$E^0 = 30,3m^{1-1} \cdot 0,299 \quad (2.55)$$

где m^2 - коэффициент гладкости для скрученного проводника, № = 0,82);

$Я^к$ - радиус провода, см.

Напряженность электрического поля около поверхности провода при горизонтальном расположении фаз определяются из выражения

$$E = \frac{0,354U}{1,26B Я^к} \quad (2.56)$$

где U - линейное напряжение, кВ;

B - расстояние между соседними фазами, см.

Провода не будут коронировать, если будет выполнено условие

$$1,07E < 0,9E^0. \quad (2.57.)$$

Пример 10. Проверить на образование короны воздушную линию электропередачи напряжением 35 кВ, выполненную проводом А50. Провода расположены симметрично на расстоянии 600 мм.

Решение.

Из таблицы 2.15 находим диаметр провода марки А50. Диаметр равен 9 мм.

По формуле (2.55):

$$E^0 = 30,3m^{1-1} \cdot 0,299 = 30,3 \cdot 0,82 \cdot \frac{0,299}{7045} = 35,92 \text{ кВ/см.}$$

По формуле (2.56):

$$E = \frac{0,354U}{1,26B Я^к} = \frac{0,354 \cdot 35}{1,26 \cdot 60 \cdot 0,45} = 12,37 \text{ кВ/см.}$$

Проверяем условие (2.57):

$$1,07 \cdot 12,37 < 0,9 \cdot 35,92 \quad \text{или} \quad 3,24 < 32,33,$$

т. е. на воздушной линии короны не возникнет.

Таблица 2.15

Наружные диаметры неизолированных проводов воздушных линий

Марка провода	Наружные диаметры провода, мм	Марка провода	Наружные диаметры провода, мм
A16	5,1	АС-120	15,2
A25	6,4	АС-150	17,0
A35	7,5	АС-185	19,0
A50	9,0	АСО-240	21,6
A70	10,7	АСО-300	23,5
A95	12,4	АСО-400	27,2
A120	14,0	АСО-500	30,2
A150	15,8	АСО-600	33,1
A185	17,5	АСО-700	37,1
АС-10	4,4	АСУ-120	15,5
АС-16	5,4	АСУ-150	17,5
АС-25	6,6	АСУ-185	19,6
АС-35	8,4	АСУ-240	22,4
АС-50	9,6	АСУ-300	25,2
АС-70	11,4	АСУ-400	20,0
АС-95	13,5		

2.7. Проверка электрической сети напряжением 380 В на возможность пуска асинхронных короткозамкнутых двигателей

Часто в электрической сети работают асинхронные короткозамкнутые электродвигатели большой мощности. Их пусковые токи по величине в 4..7 раз превышают значения номинальных. Поэтому при пуске электродвигателя в питающей сети возникает большая потеря напряжения и снижается напряжение на зажимах электродвигателя. Напряжение может снизиться настолько, что пуск будет продолжаться недопустимо долго или электродвигатель не запустится вовсе. Это приводит к его быстрому выходу из строя. В этой связи, после расчета сети по допустимым потерям напряже-

ния, ее проверяют на кратковременные колебания напряжения при пуске электродвигателей.

В настоящее время существует ряд методов проверки пусковых режимов электродвигателей [9,10]. Так, проверить возможность пуска асинхронных короткозамкнутых электродвигателей от сети напряжением 380 В можно по формуле:

$$\frac{M^a}{M^c} > \frac{P_{зан}}{P_{н}} \quad (2.58)$$

где M^a - номинальный момент электродвигателя, Н·м;

$P_{зан}$ - коэффициент запаса, учитывающий погрешности расчета и несовпадение действительных характеристик электродвигателя с приведенными в каталогах ($P_{зан} = 1,2 \dots 1,3$);

M^c - момент сопротивления механизма, Н·м.

Для определения возможности запуска электродвигателя в относительных единицах разделим обе части (2.58) на m и получим формулу:

$$1 > \frac{P_{н}}{m P_{н}} \quad (2.59)$$

где $M_{с. мех}^*$ - момент сопротивления механизма в относительных единицах;

m^n - кратность пускового момента с учетом снижения напряжения при пуске.

Величина m^n определяется по формуле:

$$(2.60)$$

где $\frac{P_{и}}{P_{я}}$ - напряжение на зажимах электродвигателя в относительных единицах при его пуске;

P^n - напряжение на зажимах электродвигателя в момент его пуска, В;

P - номинальное напряжение сети, В;

m^n - кратность пускового момента электродвигателя при номинальном напряжении.

Напряжение на зажимах электродвигателя при пуске определяется по формуле:

$$P_{н*} = \frac{P_m^*}{1 + \Delta P_{н*}} \quad (2.61)$$

где P_m^* - напряжение в точке присоединения электродвигателя к сети до его пуска в относительных единицах ($P_m^* = U^?$);

P_m - напряжение в точке присоединения электродвигателя до его пуска;

$\Delta P_{н*}$ - потеря напряжения при пуске электродвигателя в относительных единицах.

Потеря напряжения при пуске определяется по формуле:

$$\Delta P_{н*} = \frac{r_{вн}^a \cos \phi_n + X_{вн}^x \sin \phi_n}{P_{н}} \quad (2.62)$$

где $r_{вн}^a$ - сумма активных сопротивлений линии и трансформатора ($r_{вн}^a = r_L + r_T$), Ом;

$x_{вн}^x$ - сумма индуктивных сопротивлений линии и трансформатора ($x_{вн}^x = x^l + X_T$), Ом;

$\cos \phi^n$ - коэффициент мощности электродвигателя при пуске;

I^n - пусковой ток электродвигателя, А.

Коэффициент мощности электродвигателя при пуске определяется по формуле:

$$\cos \phi_n = \frac{P_{н*}}{I^n U} \quad (2.63)$$

где $C_{08} (p^n)$ - коэффициент мощности электродвигателя при номинальном напряжении;

k^I - кратность пускового тока электродвигателя.

Активное и индуктивное сопротивления трансформатора определяются по формулам:

$$Z_T = \frac{D_{P.U.}^2}{S_T} \quad (2.64)$$

где $D_{P.K.}$ - потери короткого замыкания;

$S_{T.N.}$ - номинальная мощность трансформатора;

Z_T - полное сопротивление трансформатора.

Запуск мощного электродвигателя может привести к остановке работающих в этой сети электродвигателей. Устойчивость их работы проверяют по формуле:

$$M_{M.M.} > \frac{P}{I_{зап} \cdot c_{мех}} \quad (2.65)$$

или (в относительных единицах)

$$M_{M.N.} > \frac{P}{I_{зап} \cdot c_{мех} \cdot m_{max}} \quad (2.66)$$

где $M_{M.N.}$ - номинальный момент работающего электродвигателя;

$M_{c_{мех}}$ - момент сопротивления механизма, приводимого в движение работающим электродвигателем;

$T_{T.M.A.X.}$ - кратность максимального момента двигателя с учетом снижения напряжения при пуске соседнего, которая определяется по формуле:

$$m_{max} = \frac{U_{п.н.} \cdot T_{T.M.A.X.}}{U_{н.н.}} \quad (2.67)$$

где $T_{T.M.A.X.}$ - кратность максимального момента электродвигателя при номинальном напряжении.

Пример 11. Проверить возможность пуска двигателя ЛИР18082 и устойчивость работы двигателя АИР132М4, которые получают питание от трансформатора типа ТМ-160/10 по воздушной линии напряжением 380 В длиной 200 м. Линия выполнена проводом марки А35 со среднегеометрическим расстоянием между проводами 0,4 м. Максимальное напряжение на шинах подстанции $U_{T.M.A.X.} = 0,95 U_{н.н.}$.

Решение.

1. По таблицам П.1.5 и П.1.6 (приложение 1) определим характеристики трансформатора и двигателей:

1) трансформатор ТМ-160/10: $S_{T.N.} = 160$ кВ-А, $U_{н.н.} = 400$ В, $U_{н.н.} = 4,5\%$ $P_{K.} = 2,65$ кВт;

2) электродвигатель АИР18082: $P_{н.н.} = 22$ кВт, $I_{н.н.} = 42,3$ А, $k^2 = 7$, $C_{08}(n) = 0,88$, $m^n = 2$;

3) электродвигатель АИР132М4: $P_{н.н.} = 11$ кВт, $I_{н.н.} = 22,2$ А, $k^2 = 7,5$, $C_{08} = 0,87$, $m_{max} = 2,2$.

В зависимости от механизмов, которые приводят в действие электродвигатели, по таблице П.1.8 (приложение 1) определяем моменты сопротивления.

Пусть первый двигатель приводит в действие молотилку льняного вороха. Тогда $M_{c_{мех}} = 0,5 M_{н.н.}$. Второй двигатель - лесопильную раму. $E_{го} M_{c_{мех}} = 0,9 M_{н.н.}$.

2. Определим сопротивление линии и трансформатора. По таблицам П.1.2 и П.1.4 (приложение 1) находим активное (z^0) и индуктивное (x^0) сопротивления одного километра линии: $z^0 = 0,92$ Ом/км, $x^0 = 0,308$ Ом/км.

Тогда

$$z^1 = z^0 I = 0,92 \cdot 0,2 = 0,184 \text{ Ом};$$

$$x_{\Sigma} = x^0 / 0,2 = 0,308 \cdot 0,2 = 0,123 \text{ Ом.}$$

Активное сопротивление трансформатора

$$r_T = \frac{APЦ}{s^2 \cdot 10^3} = \frac{2,65 - 0,42 - 103}{160^2} = 0,017 \text{ Ом.}$$

По таблице П.1.5 (приложение 1) находим полное сопротивление трансформатора $z^T = 0,045 \text{ Ом.}$

Индуктивное

$$x_T \approx r_T^2 = 0,017^2 = 0,000289 \text{ Ом.}$$

Суммарные сопротивления будут равны:

$$z = r + r_T = 0,184 + 0,017 = 0,201 \text{ Ом;}$$

$$x_{\Sigma} = x^0 + x_T = 0,123 + 0,000289 = 0,123289 \text{ Ом.}$$

3. Проверяем возможность пуска наиболее мощного двигателя АИР 18082.

Коэффициент мощности этого двигателя при пуске

$$\cos \phi = \frac{2 \cos \phi_{\text{тп}}}{2} = \frac{2 \cdot 0,88 \cdot 2}{2} = 0,503.$$

Потеря напряжения в электрической сети при пуске электродвигателя в относительных единицах

$$\Delta U \approx \frac{P_{\text{п}}}{U^2} (r \cos \phi + z \sin \phi) = \frac{380}{380^2} (0,201 \cdot 0,503 + 0,1647 \cdot 0,86) \cdot 42,3 \cdot 7 = 0,327.$$

Напряжение на зажимах двигателя при пуске в относительных единицах

$$U_{\text{п}} = \frac{U}{1 + \Delta U} = \frac{0,9}{1 + 0,327} = 0,716.$$

Кратность пускового момента двигателя с учетом снижения напряжения при пуске

$$m_{\text{п}} = I_{\text{п}}^2 \cdot m_{\Sigma} = 0,716^2 \cdot 2 = 1,025.$$

Условие возможности пуска в относительных единицах

$$1 > \frac{P_{\text{зап.с.мех.}}}{1,025} = \frac{1,25 - 0,5}{1,025} = 0,61.$$

Условие возможности пуска электродвигателя АИР18082 выполняется ($1 > 0,61$).

4. Проверим устойчивость работы электродвигателя АИР 132М4 при пуске электродвигателя АИР 18082.

Кратность пускового момента работающего двигателя с учетом снижения напряжения

$$m_{\text{ттах}} = I_{\text{п}}^2 \cdot m_{\text{ттах}} = 0,716^2 \cdot 2,2 = 1,128.$$

Условие устойчивости работы двигателя в относительных единицах

$$1 > \frac{P_{\text{зап.Мсех.}}}{m} = \frac{1,25 - 0,9}{1,128} = 0,99.$$

Условие устойчивости работы работающего двигателя также соблюдается.

2.8. Проверка сети напряжением 380/220 В на возможность срабатывания защиты при однофазных коротких замыканиях

После выбора площади сечения проводов сеть напряжением 380/220 В должна быть проверена на возможность срабатывания защиты при однофазных коротких замыканиях.

В электроустановках напряжением до 1 кВ с глухозаземленной нейтралью в соответствии с ПУЭ для автоматического отключения

аварийного участка значение тока короткого замыкания на корпус или на нулевой провод должно превышать (не менее, чем в три раза) величину номинального тока плавкой вставки ближайшего предохранителя или номинального тока расцепителя автоматического выключателя с обратной зависимостью от тока характеристикой, т. е.

$$\frac{I_{кз}^{(1)}}{I_{\theta}} > 3, \quad (2.68)$$

где $I_{кз}^{(1)}$ - ток однофазного короткого замыкания;

I_{θ} - ток плавкой вставки предохранителя.

Пренебрегая сопротивлением линии напряжением 10 кВ и учитывая только сопротивления трансформатора и проводов линии напряжением 380/220 В, ток однофазного короткого замыкания можно определить по формуле:

$$I_{кз}^{(1)} = \frac{U_{\phi}}{\sqrt{\frac{2}{3} + Z_n^2}} \quad (2.69)$$

где U_{ϕ} - фазное напряжение сети;

Z_n - полное сопротивление трансформатора току однофазного короткого замыкания;

Z_n - полное сопротивление петли «фазный провод - нулевой провод».

Сопротивление трансформатора току однофазного короткого замыкания зависит от конструкции трансформатора, насыщенности сердечника и может быть определено опытным путем.

Для расчетов сопротивление трансформатора можно найти по таблице П.1.5 (приложение 1) в зависимости от мощности трансформатора и схемы соединения обмоток или определить с достаточной степенью точности по формуле:

$$Z_n = \frac{78}{\sqrt{P_n}} \quad (2.70)$$

где P_n - номинальная мощность трансформатора кВ·А.

Сопротивление петли «фазный провод - нулевой провод» определяется по формуле:

$$Z_n^2 = (r_{0\phi} + r_{0н})^2 + (x_{0\phi} + x_{0н} + 2x_0)^2, \quad (2.71)$$

где $r_{0\phi}$ - удельное активное сопротивление фазного провода, Ом/км;

$r_{0н}$ - удельное активное сопротивление нулевого провода, Ом/км;

$x_{0\phi}$, $x_{0н}$ - внутреннее индуктивное сопротивление фазного и нулевого проводов соответственно, Ом/км;

x_0 - внешнее индуктивное сопротивление, Ом/км.

Значение внешнего индуктивного сопротивления зависит от сечения провода незначительно. В расчетах можно принимать $x_0 = 0,3...0,35$ Ом/км. Более точное значение можно определить по таблицам П.1.4 и П.1.5 (приложение 1).

Пример 12. Проверить воздушную линию напряжением 380/220 В на возможность срабатывания предохранителя при коротком замыкании в конце линии. Линия выполнена проводом А35 длиной 200 м, питается от трансформатора ТМ-100/0,4 кВ. Нагрузка — коммунально-бытовая, $\cos \varphi = 1$, $P_n = 15$ кВт.

Решение.

Номинальный ток линии (он же и рабочий)

$$I_n = I_p = \frac{P_n}{\sqrt{3} \cdot U_{л}} = \frac{15}{\sqrt{3} \cdot 0,38} = 22,8 \text{ А.}$$

Определим ток плавкой вставки предохранителя из условия (2.6):

По таблице 2.5 выбираем предохранитель типа ПН2 $I_{\theta} = 30$ А. При этом, условие соблюдается ($30 \text{ А} > 22,8 \text{ А}$).

Определим ток однофазного короткого замыкания.

По таблице П.1.5 (приложение 1) принимаем сопротивление трансформатора току однофазного короткого замыкания $2r = 0,779 \text{ Ом}$.

По таблице П.1.2 (приложение 1) для фазного провода А35 и нулевого провода А25 находим активные сопротивления $2^0\phi = 0,92 \text{ Ом/км}$, $r^{\text{н}} = 1,28 \text{ Ом/км}$, внешнее индуктивное сопротивление принимаем $x^0 = 0,3 \text{ Ом/км}$.

Тогда сопротивление петли

$$*n = \sqrt{-V(V + r_0 \gamma)^2 + (2X_0)^2} = 0,2 \sqrt{(0,92 + 1,28)^2 + 0,6^2} = 0,46 \text{ Ом}.$$

По формуле (2.69) ток короткого замыкания

$$I_{(1)} = \frac{U_{\phi}}{\sqrt{\frac{2}{3} + \frac{2}{3} \frac{0,779}{220} + 0,46}} = 305,6 \text{ А}.$$

Поскольку $\frac{305,6}{25} > 3(12,22 > 3)$, то предохранитель сработает при однофазном коротком замыкании.

2.9. Выбор аппаратов защиты для электрических линий напряжением 380/220 В

Линии электропередачи, отходящие от подстанции напряжением 10/0,4 кВ, должны иметь защиту от токов короткого замыкания. Она должна обеспечить отключение поврежденного участка при коротком замыкании в конце защищаемой линии.

Следует отметить, что сети, проложенные открыто внутри помещений и выполненные проводами с горючей изоляцией, осветительные сети, сети во взрывоопасных помещениях и в которых по условиям работы может возникнуть длительная перегрузка, должны быть защищены и от перегрузки.

Основными аппаратами защиты сетей напряжением 0,38 кВ от коротких замыканий и перегрузок являются предохранители и автоматические выключатели.

Поскольку сети напряжением 0,38 кВ выполняются с глухозаземленной нейтралью и у них возможны и однофазные короткие замыкания, то защиту от коротких замыканий необходимо выполнять в трехфазном исполнении. Расцепитель автоматов и предохранители устанавливают в каждой фазе. Если автоматический выключатель имеет максимальный расцепитель в нулевом проводе, то он должен действовать на отключение всех трех фаз. В этом случае допускается устанавливать два расцепителя для защиты от междуфазных коротких замыканий.

Наибольшее применение для защиты отходящих линий получили автоматы АП50Б (на КТП мощностью от 25 до 40 кВ-А), А3700, АЕ2000. На КТП старых выпусков встречаются снятые с производства автоматы А3100.

Автоматы АП50Б имеют два электромагнитных и три тепловых расцепителя, а также расцепитель в нулевом проводе. У автоматов А3100 и А3700 имеется по три электромагнитных и тепловых расцепителя и независимый расцепитель с обмоткой напряжения. При однофазных коротких замыканиях на независимый расцепитель действует установленное в нулевом проводе реле РЭ571Т (когда сила тока в нем превышает заданную величину).

На КТП 10/0,4 кВ, оснащенные автоматическими выключателями А3100, А3700, АЕ2000 и имеющими независимый расцепитель, разработана и выпускается полупроводниковая защита типа ЗТИ-0,4. Она предназначена для защиты трехфазных четырехпроводных воздушных линий напряжением 0,38 кВ от междуфазных и однофазных на нулевой провод коротких замыканий, а также замыканий на землю. Эта защита представляет собой приставку к автомату, расположенную под ним в низковольтном шкафу КТП. Для подключения к линии ЗТИ в приставке имеется четыре токовых входа, через которые пропускают три фазных и нулевой провода линии.

Выбор предохранителей для защиты наружных сетей напряжением 0,38 кВ.

Предохранители выбирают в соответствии со следующими условиями:

- 1) по напряжению сети:

(2.72)

где U^c - напряжение сети;

$U_{нп}$ - номинальное напряжение предохранителя;

2) по номинальному току плавкой вставки:

$$I_{нп} > k_{нп} I_{л} \quad (2.73)$$

где $I_{нп}$ - номинальный ток плавкой вставки;

$I_{л}$ - ток нагрузки защищаемой линии;

$k_{нп}$ - коэффициент надежности, который зависит от характера нагрузки (при наличии в сети электродвигателей с тяжелыми условиями пуска $k_{нп} = 2 \dots 2,5$; при отсутствии электродвигателей $k_{нп} = 1,1$);

3) по предельному отключаемому току:

$$I_{л} > I_{пр}^{(3)} \quad (2.74)$$

где $I_{пр}^{(3)}$ - предельный ток, отключаемый предохранителем;

$I_{кмакс}$ - максимальный ток трехфазного короткого замыкания в месте установки предохранителя;

4) по чувствительности:

$$I_{л} > 3 I_{кмакс} \quad (2.75)$$

где $I_{кмакс}$ - ток однофазного короткого замыкания в конце защищаемой линии.

Если при проверке предохранителя на чувствительность она не обеспечивается, то устанавливают другой комплект предохранителей или автомат в конце зоны действия проверяемого предохранителя. В этом случае линию секционируют, т. е. делят на части. Секционирование производят таким образом, чтобы каждая часть линии была защищена соответствующим аппаратом с требуемой чувствительностью. Место установки секционирующего аппарата (дополнительного предохранителя или автомата) определяется предельным сопротивлением 2^{np} , характеризующим зону, защищае-

мую выбранным предохранителем с требуемой чувствительностью. Предельное сопротивление определяется по формуле:

$$2^{np} = \frac{U_{ф}}{3I} \quad (2.76)$$

где $U_{ф} = 220$ В - фазное напряжение линии;

$2T$ - сопротивление трансформатора напряжением 10/0,4 кВ при однофазном коротком замыкании;

2^n - сопротивление петли «фазный провод - нулевой провод» участка линии от КТП до места установки предохранителя.

Дополнительный комплект предохранителей должен быть установлен так, чтобы величина сопротивления между ним и основным комплектом не превышала предельного значения.

Выбор автоматических выключателей для защиты наружных сетей напряжением 0,38 кВ.

Автоматические выключатели выбирают в соответствии со следующими условиями:

1) по напряжению сети:

$$U_{на} > U^c \quad (2.77)$$

где $U_{на}$ - номинальное напряжение автомата;

U^c - напряжение сети;

2) по номинальному току теплового расцепителя:

$$I_{л} > k I_{нп} \quad (2.78)$$

где $I_{л}$ - номинальный ток теплового расцепителя;

$I_{нп}$ - ток нагрузки защищаемой линии;

$k_{нп}$ - коэффициент надежности, зависящий от условия пуска электродвигателей, подключенных к линии; при наличии в сети электродвигателей с нормальными условиями пуска, т. е. продолжительностью пуска от 2 до 10 с $k_{нп} = 1,1$; при наличии двигателей с тяжелыми условиями пуска $k_{нп} = 1,25 \dots 1,5$.

3) по предельному допустимому току отключения автомата:

$$I_{пр.а.} > P_{к. макс.}^{(3)} \quad (2.79)$$

где $I_{пр.а.}$ - предельный ток отключения автомата;

$I_{к макс.}^{(3)}$ - максимальный ток трехфазного короткого замыкания;

4) по току срабатывания электромагнитного расцепителя (токовой отсечке)

$$I_{ср.р.} > K, I_{макс.} \quad (2.80)$$

где $I_{ср.р.}$ - ток срабатывания электромагнитного расцепителя;

$K_{яэ}$ - коэффициент надежности, учитывающий разброс по току электромагнитного расцепителя. Для автоматических выключателей с номинальным током 100 А следует принимать значение $K_{яэ}$ не менее 1,4, а для выключателей с номинальным током более 100 А - не менее 1,25;

$I_{макс.}$ - максимальный ток;

5) по коэффициенту чувствительности электромагнитного расцепителя:

$$k_{ч.э.р.} > \frac{I_{ср.р.}}{I_{п-л}^2} \quad (2.81)$$

где $k_{ч.э.р.}$ - коэффициент чувствительности электромагнитного расцепителя;

$I_{п-л}^2$ - ток двухфазного короткого замыкания в месте установки автомата;

$I_{э.р.}$ - ток уставки электромагнитного расцепителя.

Принимается $I_{у.э.р.} > I_{с.э.р.}$

6) по коэффициенту чувствительности теплового расцепителя:

$$k_{ч.т.р.} > \frac{I_{п-л}^2}{I_{у.т.р.}} \quad (2.82)$$

где $k_{ч.т.р.}$ - коэффициент чувствительности теплового расцепителя;

$I_{п-л}^2$ - ток однофазного короткого замыкания в наиболее удаленной точке защищаемого участка.

Пример 13. Рассчитать и выбрать плавкие вставки предохранителей типа ПН2, защищающих линии и уставку срабатывания автоматического выключателя типа АЗ700, который защищает шинопровод распределительного щита (рис. 2.9). Номинальные данные электродвигателей: $P_{д1} = 37$ кВт; $P_{д2} = 15$ кВт; $\cos\phi^1 = 0,89$; $\cos\phi^2 = 0,86$; $\eta = 0,925$; $\mu^2 = 0,8$. Кратность пускового тока $\kappa^1 = 7,5$; $\kappa^2 = 7$. Нагрузка линии освещения 10 кВт; $\cos\phi^3 = 1$; $\eta = 1$.

Ток трехфазного короткого замыкания в точке К1 $I_{к^{(3)}} = 5$ кА, в точке К2 $I_{п-л}^{3,1} = 3,2$ кА. Ток однофазного короткого замыкания составляет $I_{п-л}^1 = 1500$ А, $I_{п-л}^2 = 750$ А соответственно.

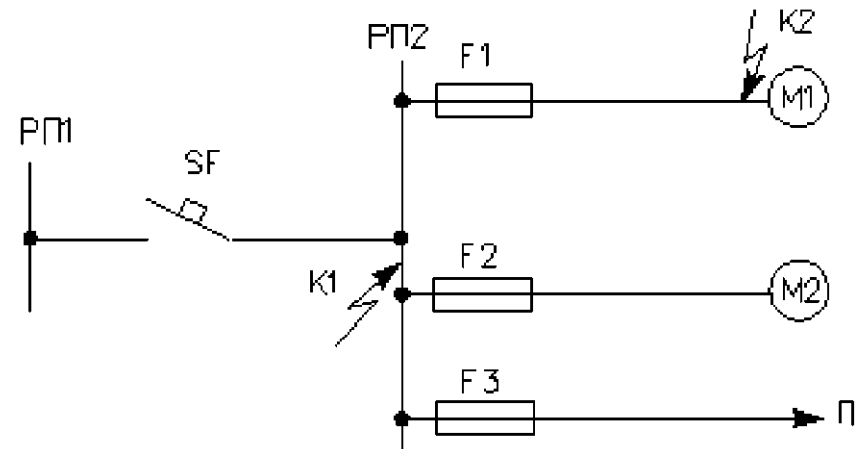


Рис. 2.9. Расчетная схема (к примеру 13)

Решение.

1. Определяем номинальные токи:

1) электродвигателей:

$$I_{н1} = \frac{P_{дв1}}{\sqrt{3} U_{л} \eta_{дв1} \cos \varphi_{дв1}} = \frac{37 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 380 \cdot 0,89 \cdot 0,925} = 68,4 \text{ А};$$

$$I_{н2} = \frac{15 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 380 \cdot 0,86 \cdot 0,8} = 33,2 \text{ А};$$

3) линии освещения:

$$I_{н3} = \frac{P_{лос}}{\sqrt{3} U_{л} \cos \varphi_{лос}} = \frac{10 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 380 \cdot 0,9} = 15,2 \text{ А}.$$

2. Определяем рабочие токи. Коэффициент загрузки для электродвигателей $k_3 = 0,9$, для линии освещения $k_3 = 1$.

$$I_{р1} = k_3 I_{н1} = 0,9 \cdot 68,4 = 61,6 \text{ А};$$

$$I_{р2} = k_3 I_{н2} = 0,9 \cdot 33,2 = 29,9 \text{ А};$$

$$I_{р3} = k_3 I_{н3} = 1 \cdot 15,2 = 15,2 \text{ А}.$$

Для линии РП1РП2

$$I_{р} = I_{р1} + I_{р2} + I_{р3} = 61,6 + 29,9 + 15,2 = 106,7 \text{ А}.$$

$$P_{макс} = P_{уск} + k_0 E^2 = 7,5 \cdot 68,4 + 0,9 \cdot (29,9 + 15,2) = 553 \text{ А}.$$

3. Определяем токи плавкой вставки:

1) для двигателя М1:

$$I_{в1} > I_{р1}; I_{в1} > 61,6 \text{ А};$$

$$I_{макс1} = \frac{68,4 \cdot 7,5}{2,5} = 205,2 \text{ А}.$$

По таблице 2.5 выбираем предохранитель $P1$, рассчитанный на напряжение 380 В, типа ПН2-250. Номинальный ток плавкой вставки $I_{в1} = 250 \text{ А}$, предельный отключающий ток $I_{пр1} = 100 \text{ кА}$;

2) для двигателя М2:

$$I_{в1} > I_{р1}; I_{в1} > 61,6 \text{ А};$$

$$I_{макс1} = \frac{68,4 \cdot 7,5}{2,5} = 205,2 \text{ А}.$$

По таблице 2.5 выбираем предохранитель $P2$, рассчитанный на напряжение 380 В, типа ПН2-100. Номинальный ток плавкой вставки $I_{в2} = 100 \text{ А}$, предельный отключающий ток $I_{пр2} = 100 \text{ кА}$;

4) для линии освещения:

$$I_{в3} > I_{р3}; I_{в3} > 15,2 \text{ А}.$$

По таблице 2.5 выбираем предохранитель $P3$, рассчитанный на напряжение 380 В, типа ПН2-100. Номинальный ток плавкой вставки $I_{в3} = 30 \text{ А}$, предельный отключающий ток $I_{пр3} = 100 \text{ кА}$.

4. Проверяем выбранные предохранители по предельному отключающему току. По условию (2.74):

$$I_{пр} > I^{(3)}_{к. макс.}$$

$$I_{пр1} = 100 \text{ кА} > 3,2 \text{ кА};$$

$$I_{пр2} = 100 \text{ кА} > 3,2 \text{ кА};$$

$$I_{пр3} = 100 \text{ кА} > 3,2 \text{ кА}.$$

Условие для всех предохранителей выполняется.

5. Проверяем соответствие токов плавких вставок кратности однофазного тока короткого замыкания. По условию (2.75):

$$I_{в}^{(1)} > 3 \cdot I_{р}.$$

$$\text{Предохранитель } P1: \frac{250}{61,6} = 4,06 > 3.$$

$$\text{Предохранитель } P2: \frac{100}{29,9} = 3,34 > 3.$$

Предохранитель РЗ: $\frac{750}{30} > 3$.

Таким образом, по чувствительности к однофазному току короткого замыкания все предохранители подходят.

6. Для защиты шинпровода распределительного щита выберем автоматический выключатель типа АЗ716ФУЗ; $I_n = 160$ А.

Этот автомат рассчитан на напряжение 660 В. Условие (2.77) выполняется, т. е.

$$680 > 380 \text{ (В)}.$$

Определяем номинальный ток теплового расцепителя.

Согласно условию (2.78)

$$> 1,1 \cdot 106,7 = 117,4 \text{ А}.$$

Принимаем $I_{нтр} = 125$ А.

Предельно допустимый ток отключения автомата

$$I_{откл} > I_{нтр}^{(3)} = 5,0 \text{ кА}.$$

Для данного автомата $I_{нтр} = 100$ кА; $100 \text{ кА} > 5,0 \text{ кА}$.

Ток срабатывания электромагнитного расцепителя согласно условию (2.80)

$$I_{ср} > I_{нтр} \cdot k_{ср} = 1,25 \cdot 553 = 691,25 \text{ А}.$$

Принимаем ток уставки $I_{уст} = 1600$ А.

Проверяем автомат по коэффициенту чувствительности электромагнитного расцепителя согласно условию (2.81).

$$K_{ср} = \frac{I_{уст}}{I_{ср}} = \frac{1600}{691,25} = 2,3 > 1,6$$

Условие (2.81) выполняется.

Коэффициент чувствительности теплового расцепителя

$$K_{т.р.} = \frac{I_{нтр}^2}{I_{нтр}^2} = \frac{750^2}{125^2} = 36 > 3.$$

Чувствительность теплового расцепителя удовлетворяет условию (2.82).

2.10. Расчет замкнутых линий

Замкнутые электрические сети. В сельском хозяйстве наибольшее применение получили радиальные электрические сети. Радиальные сети являются разомкнутыми. Линии от подстанции расходятся по радиусу. При этом каждый потребитель получает питание с одной стороны от одного источника. Если такая линия повреждается, то прекращается электроснабжение всех присоединенных к ней потребителей.

Для потребителей первой категории надежности электроснабжения, для которых не допускаются перерывы в электроснабжении, применяют замкнутые электрические сети.

Замкнутой называют электрическую сеть, магистральные линии которой получают питание не менее чем с двух сторон. Замкнутые сети бывают простые и сложные. На рисунке 2.10 показана простейшая замкнутая сеть с одним источником питания.

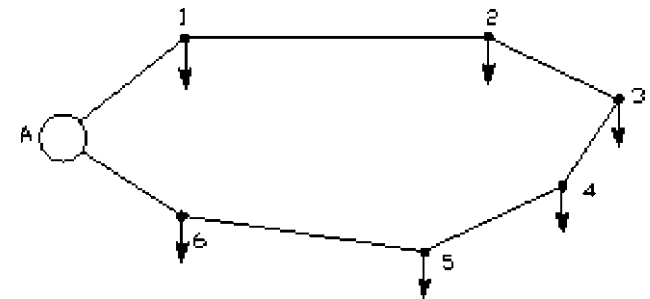


Рис. 2.10. Схема простой замкнутой линии с одним источником питания.

При обрыве магистральной линии в любом месте электроснабжение всех потребителей не нарушается.

Если провести дополнительные линии А-2, А-3, А-4, А-5, то надежность электроснабжения будет еще выше (рис. 2.10). В этой схеме точки 2, 3, 4 и 5 получают питание с трех сторон. Такие точки называют узловыми. Сеть, имеющая узловые точки, называется сложной замкнутой.

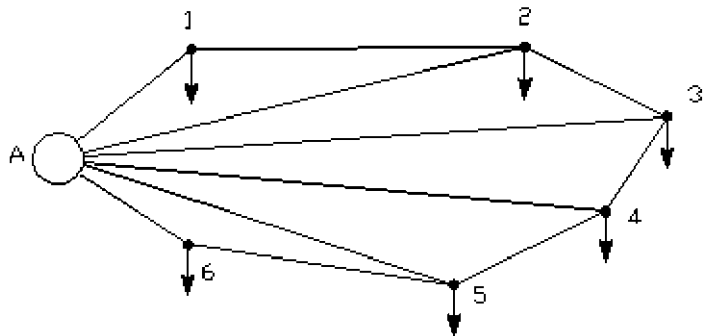


Рис. 2.11. Схема сложной замкнутой сети с одним источником питания.

Сети, показанные на рисунках 2.10 и 2.11, имеют по одному источнику питания. Выход его из строя нарушит электроснабжение всех потребителей.

Поэтому для повышения надежности электроснабжения нужно увеличить количество источников питания в сети. Для электроснабжения сельскохозяйственных потребителей широко применяется простая замкнутая сеть с двумя источниками питания, изображенная на рисунке 2.12. Такая сеть называется линией с двусторонним питанием. Обрыв проводов в такой сети или даже выход из строя одного из источников питания не нарушит электроснабжения всех потребителей электроэнергии.

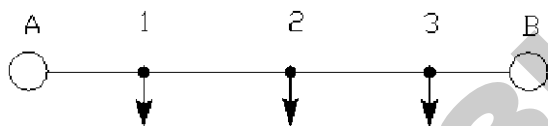


Рис. 2.12. Линия с двусторонним питанием

Расчет линии с двусторонним питанием. Провода линий сельскохозяйственного назначения с двусторонним питанием выполняются из цветного металла. Обычно эти линии имеют по всей длине одинаковую конструкцию (воздушная или кабельная), а их провода — одно и то же сечение. При выполнении расчетов напря-

жения источников питания их принимают равными между собой (по абсолютному значению) и совпадающими по фазе.

Порядок расчета.

1. Значения токов, вытекающих из источников питания, или мощностей (рис. 2.13) находят следующим образом:

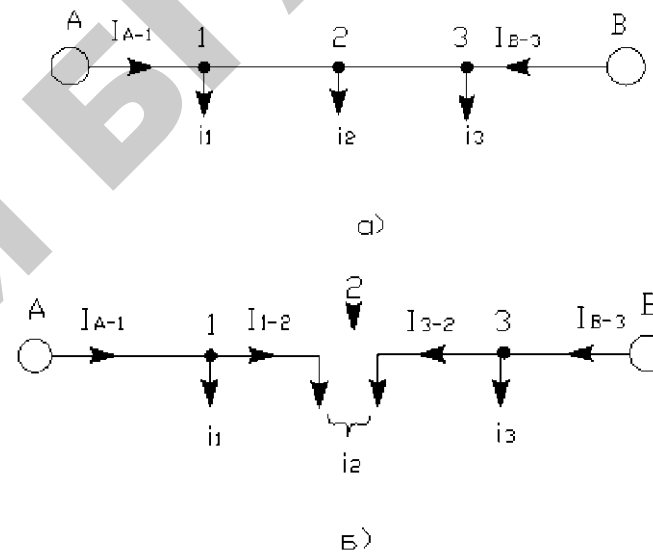


Рис. 2.13. Распределение токов по участкам линии

1) при равенстве напряжений источников питания ($U^A = U^B$) — по формулам:

$$I_{A-1} = \frac{2}{I} \quad (2.83)$$

$$I_{B-3} = \frac{2}{I} = 2^{k-2} \cdot I \quad (2.84)$$

$$5_{A-1} \frac{E_{\Delta k-B}}{2} \quad (2.85)$$

$$E_{\Delta k-A} \frac{x_k^2}{2} \quad (2.86)$$

2) при равенстве напряжений и условии, что в линии используются провода одного и того же сечения, из одинакового материала и одной конструкции - по формулам:

$$I_{A-1} = \frac{E_{\Delta k-B}}{I} - 5 \quad (2.87)$$

$$I_{A-1} = \frac{E_{\Delta k-B}}{I_{A-B}} \quad (2.88)$$

$$I_{B-3} = \frac{E_{\Delta k-A}}{I} \quad (2.89)$$

$$I_{\Delta k-A} \quad (2.90)$$

2. Учитывая, что сумма токов источников питания равна сумме нагрузочных токов, т. е.

$$I_{A-1} + I_{B-3} = I^1 + I^2 + I^3,$$

а также первый закон Крхгофа, находят распределение токов по участкам линии:

$$I_{1-2} = I_{A-1} - I_1,$$

$$I_{3-2} = I_{B-3} - I_3.$$

3. Точки токораздела определяют отдельно для активных и реактивных токов или мощностей. В общем случае точки раздела активных и реактивных токов могут не совпадать.

4. Разрезают линию в точке раздела активных токов (рис. 2.13, б).

5. В зависимости от класса напряжения известными методами (по экономической плотности тока, методом экономических интервалов) определяют площадь сечения провода и его марку.

6. Проверяют выбранный провод по потерям напряжения в нормальном режиме работы, т. е. определяют наибольшую потерю напряжения (как для радиальной линии).

7. Определяют потери напряжения в линии при наихудшем аварийном режиме (один из источников питания отключен). При аварии величину допустимого отклонения напряжения принимают на 5 % больше.

Если потери напряжения выходят за пределы допустимых значений, то сечения проводов линии изменяют и расчет повторяют.

Если допустимая потеря напряжения задана, то расчет площади сечения проводов линии с двухсторонним питанием ведется следующим образом:

1. По формулам (2.87) и (2.89) определяют токи источников питания А и В:

$$I_{A-1} = \frac{E_{\Delta k-B}}{I_{A-B}} \cdot 5$$

$$I_{B-3} = \frac{E_{\Delta k-A}}{I_{A-B}}$$

2. Распределение токов наносят на схему линии (рис. 2.13, б) и находят точку токораздела (например, точка 2).

3. Разрезают линию в точке токораздела, считая, что в точке 2 ток нагрузки

4. Полученные две линии с односторонним питанием рассчитывают как магистрали с постоянным сечением проводов. Для этого задаются индуктивным сопротивлением одного километра линии x^0 и определяют составляющую потерь напряжения в реактивных сопротивлениях по формуле:

$$\Delta U_p = y / 3x^a \quad e \quad I; \quad (2.91)$$

5. Зная допустимую потерю напряжения, определяют составляющую потери напряжения в активных сопротивлениях по формуле:

$$\Delta P_{\text{ак}} = \Delta P_{\text{доп}} \cdot \Delta P_{\text{р}} \quad (2.92)$$

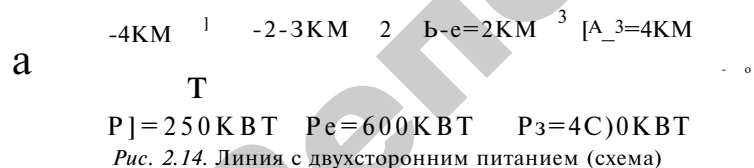
6. Сечение провода определяют по формуле:

$$F = \frac{73}{\gamma_{\text{АПс}}} \sqrt{2 I l} \quad (2.93)$$

Понятие о расчете сложной замкнутой сети. Расчет сложных замкнутых сетей значительно сложнее, чем линий с двухсторонним питанием и требует выполнения большого объема вычислительных работ. Для упрощения расчета используется метод преобразований [8,10]. Его сущность заключается в том, что сложную замкнутую сеть преобразуют в линию с двухсторонним питанием и находят в ней распределение токов или мощностей. Затем в обратном порядке ее преобразуют в исходную замкнутую сеть.

При обратном преобразовании каждый раз находят распределение токов или мощностей в усложненной схеме. Таким образом, получают их действительное распределение в заданной сети. При этом определяют точки раздела токов или мощностей. В этих точках сеть разрезают и получают магистральные линии с односторонним питанием. В них определяют наибольшую потерю напряжения. Если значение потери напряжения превышает допустимые пределы, то сечение проводов изменяют и расчет повторяют. При этом методе расчета следует сначала задаться сечениями проводов.

Пример 14. Рассчитать воздушную линию с двухсторонним питанием напряжением 10 кВ, представленную на рисунке 2.14. Линия будет сооружаться на железобетонных опорах в первом климатическом районе по гололеду и ветру. Нагрузки и расстояния между опорами указаны на схеме. Коэффициент мощности нагрузок $\cos \phi = 0,8$. Расчетный период составляет 7 лет.



Решение.

1. Определим значения активных и реактивных мощностей, передаваемых от источников питания.

При $\cos \phi = 0,8$, $\sin \phi = 0,75$ реактивные мощности составят:

$$Q_1 = P_1 \cdot \sin \phi = 250 \cdot 0,75 = 187,5 \text{ квар};$$

$$Q_2 = P_2 \cdot \sin \phi = 600 \cdot 0,75 = 450 \text{ квар};$$

$$Q_3 = P_3 \cdot \sin \phi = 400 \cdot 0,75 = 300 \text{ квар}.$$

По формуле (2.90) полная мощность, передаваемая от источника А,

$$S_{A-1} = \frac{P_{A-1}}{I} = \frac{P_{A-1}}{I} = \frac{P_{A-1}}{I}$$

Разделив данное выражение на два уравнения, получим:

$$P_{A-1} = \frac{2 P_{\text{к}}}{I} \cdot 5$$

Аналогичным образом получаем формулы для определения значений соответствующих мощностей от источника В:

$$P_{B-3} = \frac{2 P_{\text{к}}}{I}$$

Активные мощности источников А и В составят:

$$P_{A-1} = \frac{2 P_{\text{к}}}{I} \cdot (P_1 (\sqrt{1,2} + \sqrt{1,3,2} + \sqrt{1,3}) + P_2 (\sqrt{1,3,2} + \sqrt{1,3}) + P_2 (\sqrt{1,3}))$$

$$250 \cdot (3 + 2 + 4) + 600 \cdot (2 + 4) + 400 \cdot 4 = 573 \text{ кВт};$$

$$P_{B-3} = \frac{2 P_{\text{к}}}{I} \cdot (P_2 (\sqrt{1,3,2} + \sqrt{1,3}) + P_3 (\sqrt{1,3,2} + \sqrt{1,3}) + P_3 (\sqrt{1,3}))$$

$$\frac{400 \cdot (2 + 3 + 4) + 600 \cdot (3 + 4) + 250 \cdot 4}{13} : 677 \text{ кВт.}$$

Реактивные мощности источников А и В составят:

$$Q_{A-1} = \frac{P_{к4-B}}{4} = \frac{187,5 + 450 + 300}{4} = 429,8 \text{ квар;}$$

$$Q_{B-3} = \frac{P_{к4-B}}{4} = \frac{300 + 450 + 187,5}{4} = 507,7 \text{ квар.}$$

$$Q_{A-1} = \frac{P_{к4-B}}{4} = \frac{187,5 + 450 + 300}{4} = 429,8 \text{ квар;}$$

$$Q_{B-3} = \frac{P_{к4-B}}{4} = \frac{300 + 450 + 187,5}{4} = 507,7 \text{ квар.}$$

Проверим правильность выполненных расчетов. Если расчет выполнен правильно, то сумма мощностей, передаваемых из источников, должна быть равна сумме мощностей потребителей:

$$P_1 + P_2 = P_3 + P_4 + P_5$$

$$(573 + 677) \text{ кВт} = (250 + 600 + 400) \text{ кВт;}$$

$$1250 \text{ кВт} = 1250 \text{ кВт;}$$

$$Q_{A-1} + Q_{B-3} = Q_1 + Q_2 + Q_3$$

$$(429,8 + 507,7) \text{ квар} = (187,5 + 450 + 300) \text{ квар;}$$

$$937,5 \text{ квар} = 937,5 \text{ квар.}$$

Поскольку баланс мощностей соблюдается, то расчет выполнен правильно.

2. Определим значение мощностей на участках линии.

К узлу 1 подходит активная (P_{A-1}) и реактивная (Q_{A-1}) мощности. Отходят от источника активные (P^1 и P^2) и реактивные (Q^1 и Q^2) мощности.

Тогда мощность на участке 1-2 будет равна:

$$P^2 = P_{A-1} - P = 573 - 250 = 323 \text{ кВт;}$$

$$Q^1 - Q^2 = Q_{A-1} - Q = 429,8 - 187,5 = 242,3 \text{ квар.}$$

К узлу 3 подходят активная (P_{B-3}) и реактивная (Q_{B-3}) мощности. Отходят от него активные (P^3 и P^4) и реактивные (Q^3 и Q^4) мощности.

Тогда мощность на участке 3-2

$$P^3 - P^4 = P_{B-3} - P = 677 - 400 = 277 \text{ кВт;}$$

$$Q^3 - Q^4 = Q_{B-3} - Q = 507,7 - 300 = 207,7 \text{ квар.}$$

Нанесем значения мощности на схему (рис. 2.15).

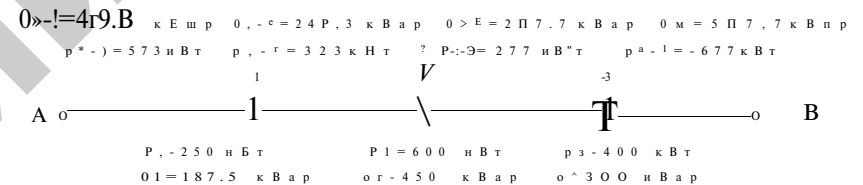


Рис. 2.15. Распределение мощностей на участках линии

3. Определим точку раздела мощностей.

К точке 2 подходят мощности с двух сторон. Они полностью реализуются потребителем.

$$P^2 + P^3 = 323 + 277 = 600 \text{ кВт} = P^4.$$

$$Q^1 + Q^3 = 242,3 + 207,7 = 450 \text{ квар} = Q^4$$

Таким образом, точкой раздела мощностей является точка 2. Обозначим ее на рисунке 2.15 треугольником (V).

4. Мысленно разрежем линию в точке раздела мощности. В результате чего получим две разомкнутые магистральные линии А-2' и В-2" (рис. 2.16).

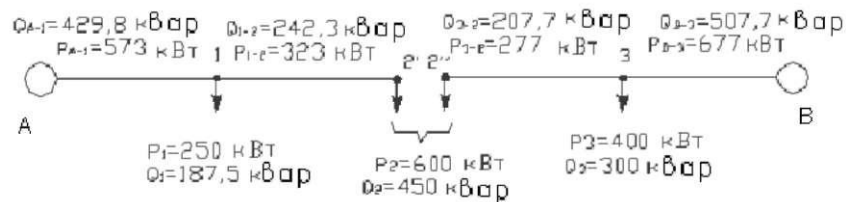


Рис. 2.16. Условно разомкнутые линии А-2' и В-2''

5. Выберем марку провода и площадь сечения проводов линии А-2' и В-2''. Поскольку эта линия напряжением 10 кВ, то расчет проведем методом экономических интервалов.

Расчет проводим по наиболее загруженному участку (В-3).

Полная мощность на этом участке

$$S_{В-3} = 4P^2_{В-3} + \sqrt{P^2_{В-3} + Q^2_{В-3}} = 4/677^2 + 507,7^2 = 846,2 \text{ кВ} \cdot \text{А}.$$

По формуле (2.34) находим эквивалентную мощность

$$Я_{экрВ-3} = S_{В-3} \cdot k_{д} = 846,2 \cdot 0,7 = 592,3 \text{ кВ} \cdot \text{А},$$

где $k_{д} = 0,7$ - коэффициент динамики роста.

Из таблицы 2.10 видно, что при расчетном периоде 7 лет для железобетонных опор в первом районе по гололеду эквивалентная мощность $Я_{экр} = 592,3 \text{ кВ} \cdot \text{А}$ находится в интервале 365...630 $\text{кВ} \cdot \text{А}$. Этому интервалу соответствует сечение провода площадью 35 мм^2 .

Наименее загруженным является участок 3-2''. Полная мощность на этом участке

$$S_{3-2} = \sqrt{P^2_{3-2} + Q^2_{3-2}} = 7277^2 + 207,7^2 = 346,2 \text{ кВ} \cdot \text{А}.$$

Эквивалентная мощность

$$S_{экр3-2} = S_{3-2} \cdot k_{д} = 346,2 \cdot 0,7 = 242,3 \text{ кВ} \cdot \text{А}.$$

Из таблицы 2.10 видно, что этой эквивалентной мощности соответствует сечение провода площадью 25 мм^2 .

В соответствии с нормами проектирования электрических сетей напряжением 0,38...10 кВ (НПС-94) по условиям механической прочности для ВЛ 10 кВ, сооружаемым в 1...II районах по гололеду, запрещается применять алюминиевые провода сечением

менее 70 мм^2 и сталеалюминевые - менее 35 мм^2 . Поэтому, для данной линии выбираем провод марки АС-35 сечением 35 мм^2 по всей длине.

6. Проверим выбранный провод по потерям напряжения при нормальном режиме работы линии.

Потери напряжения в линии А-2' определяются по формуле (2.45): на участке А-1

$$\Delta U_{А-1} = (P_{А-1} \cdot r + Q_{А-1} \cdot x^0) / U_{А-1} = (573 \cdot 0,85 + 429,8 \cdot 0,38) \cdot 4 / 10 = 260,1 \text{ В};$$

на участке 1 - 2'

$$\Delta U_{1-2} = (P_{1-2} \cdot r + Q_{1-2} \cdot x^0) / U_{1-2} = (323 \cdot 0,85 + 242,3 \cdot 0,38) \cdot 3 / 10 = 110 \text{ В}$$

Значения удельных сопротивлений r^0 и x^0 для сталеалюминевых проводов сечением площадью 35 мм^2 приняты из таблиц П.1.3 и П.1.5 (приложение 1).

Потери напряжения от источника питания А до точки раздела 2

$$\Delta U_{А-2} = \Delta U_{А-1} + \Delta U_{1-2} = 260,1 + 110 = 370,1 \text{ В},$$

что составляет 3,7 %.

Потери напряжения в линии В-2'' составят:

на участке В-3

$$\Delta U_{В-3} = (P_{В-3} \cdot r + Q_{В-3} \cdot x^0) / U_{В-3} = (677 \cdot 0,85 + 507,7 \cdot 0,38) \cdot 4 / 10 = 307,3 \text{ В}$$

на участке 3-2

$$\Delta U_{3-2} = (P_{3-2} \cdot r + Q_{3-2} \cdot x^0) / U_{3-2} = (277 \cdot 0,85 + 207,7 \cdot 0,38) \cdot 2 / 10 = 62,8 \text{ В}.$$

Потери напряжения от источника В до точки 2

$$\Delta U_{В-2} = \Delta U_{В-3} + \Delta U_{3-2} = 307,3 + 62,8 = 370,1 \text{ В или } 3,7 \text{ \%}.$$

Суммарные потери напряжения в линии А-В при нормальном режиме работы

$$\Delta U_{A-B} = \Delta U_{A-2} + \Delta U_{B-2} = 3,7 + 3,7 = 7,4 \%$$

7. Определим потери напряжения в линии для наихудшего аварийного режима (источник питания В отключен). В этом случае получаем разомкнутую линию с источником питания А (рис. 2.17).

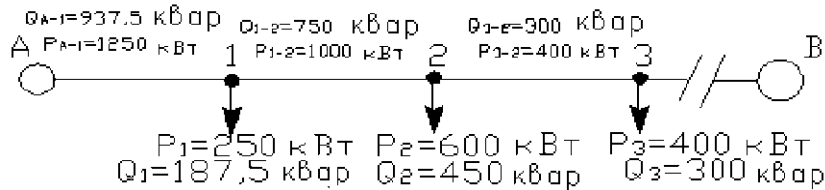


Рис. 2.17. Схема линии в аварийном режиме работы при отключении источника питания В

Расчетные мощности на участках линии будут следующими:

$$\begin{aligned} P_{2-3} &= P_3 = 400 \text{ кВт}; \\ Q_{2-3} &= Q_3 = 300 \text{ кВар}; \\ P_{1-2} &= P_{2-3} + P_2 = 400 + 600 = 1000 \text{ кВт}; \\ Q_{1-2} &= Q_{2-3} + Q_2 = 300 + 450 = 750 \text{ кВар}; \\ P_{A-1} &= P_{1-2} + P_1 = 1000 + 250 = 1250 \text{ кВт}; \\ Q_{A-1} &= Q_{1-2} + Q_1 = 750 + 187,5 = 937,5 \text{ кВар}. \end{aligned}$$

При суммировании нагрузок коэффициент одновременности принимается равным единице.

Потери напряжения на участках линии будут следующими:

$$\begin{aligned} \Delta U_{2-3} &= \frac{(P_{2-3}r_0 + Q_{2-3}x_0)/2-3}{U} = \frac{(400 \cdot 0,85 + 300 \cdot 0,38) \cdot 2}{10} = 90,8 \text{ В}; \\ \Delta U_{1-2} &= \frac{(P_{1-2}r_0 + Q_{1-2}x_0)/1-2}{U} = \frac{(1000 \cdot 0,85 + 750 \cdot 0,38) \cdot 3}{10} = 340,5 \text{ В}; \end{aligned}$$

$$\Delta U_{A1} = \frac{(P_{A-1}r_0 + Q_{A-1}x_0)/A-1}{U_n} = \frac{(1250 \cdot 0,85 + 937,5 \cdot 0,38) \cdot 4}{10} = \dots \text{ В}$$

Суммарные потери напряжения в линии от источника А до узла 3

$$\Delta U_{A-3} = \Delta U_{A-1} + \Delta U_{1-2} + \Delta U_{2-3} = 567,5 + 340,5 + 90,8 = 998,8 \text{ В}$$

или 9,98 %.

8. Определим потери напряжения в линии при обрыве провода на участке А-1 (отключен источник питания А). В этом случае получим разомкнутую линию с источником питания В (рис. 2.18).

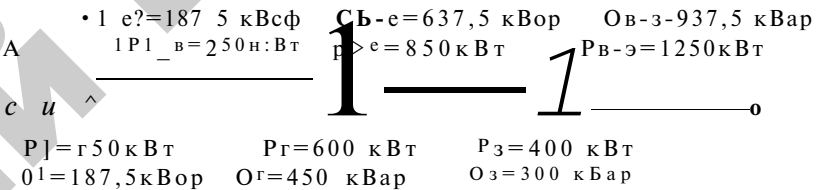


Рис. 2.18. Схема линии в аварийном режиме работы при отключении источника питания А

Мощности на участках линии будут равны:

$$\begin{aligned} P_{2-3} &= P_3 = 400 \text{ кВт}; \\ Q_{2-3} &= Q_3 = 300 \text{ кВар}; \\ P_{1-2} &= P_{2-3} + P_2 = 400 + 600 = 1000 \text{ кВт}; \\ Q_{1-2} &= Q_{2-3} + Q_2 = 300 + 450 = 750 \text{ кВар}; \\ P_{B-3} &= P_{1-2} + P_1 = 1000 + 250 = 1250 \text{ кВт}; \\ Q_{B-3} &= Q_{1-2} + Q_1 = 750 + 187,5 = 937,5 \text{ кВар}. \end{aligned}$$

Потери напряжения на участках линии:

$$\begin{aligned} \Delta U_{2-3} &= \frac{(P_{2-3}r_0 + Q_{2-3}x_0)/2-1}{U_n} = \frac{(250 \cdot 0,85 + 187,5 \cdot 0,38) \cdot 3}{10} = 85,1 \text{ В}; \\ \Delta U_{3-2} &= \frac{(P_{3-2}r_0 + Q_{3-2}x_0)/3-2}{U_n} = \frac{(850 \cdot 0,85 + 637,5 \cdot 0,38) \cdot 2}{10} = \dots \text{ В} \end{aligned}$$

$$D u = \frac{(P_{B-3} \cdot G_0 + Y_{B-3} \cdot \lambda) / V_{B-3}}{10} = \frac{(1250 \cdot 0,85 + 937,7 \cdot 0,38) \cdot 4}{10} = 567,5 \text{ В}$$

Суммарные потери напряжения в линии от источника до точки 1 $D I_{B-1} = D I_{B-3} + D I_{3-2} + D I_{2-1} = 567,5 + 192,9 + 85,1 = 845,5 \text{ В}$, или 8,45 %.

9. Проверим уровень снижения напряжения при обрыве проводов (отключении одного из источников питания).

Определим величину напряжения в узловых точках при нормальном режиме работы линии:

1) в точке 1

$$u^1 = u^n + \Delta u_{A-1} = 10000 - 260,1 = 9739,9 \text{ В};$$

2) в точке 2

$$u^2 = u^n - (D C_{A-1} + D I_{1-2}) = 10000 - (260,1 + 110) = 9629,9 \text{ В};$$

3) в точке 3

$$u^3 = u^n - \Delta u_{B-3} = 10000 - 307,3 = 9692,7 \text{ В}.$$

Определим напряжения в узловых точках в послеаварийном режиме работы линии при отключении источника питания В:

1) в точке 1

$$u^1 = u^n - D u_{A-1} = 10000 - 567,5 = 9432,5 \text{ В};$$

2) в точке 2

$$u^2 = u^n - (D C_{A-1} + D I_{1-2}) = 10000 - (567,5 + 340,5) = 9092,0 \text{ В};$$

3) в точке 3

$$u^3 = u^n - (A P_{A-1} + D C_{1-2} + D I_{2-3}) = 10000 - (567,5 + 340,5 + 90,8) = 9001,2 \text{ В}.$$

Определим напряжения в узловых точках в послеаварийном режиме работы линии при отключении источника питания А:

1) в точке 3

$$u^3 = u^n - D I_{B-3} = 10000 - 567,5 = 9432,5 \text{ В};$$

180

2) в точке 2

$$u^2 = V^2 - (D u_{B-2} + D C_{3-2}) = 10000 - (567,5 + 192,9) = 9239,6 \text{ В};$$

3) в точке 1

$$u^1 = u^n - (D P_{B-3} + D I_{3-2} + D I_{2-1}) = 10000 - (567,5 + 192,9 + 85,1) = 9154,5 \text{ В}.$$

10. Построим график распределения напряжений в линии для нормального и аварийного режимов работы (рис. 2.19).

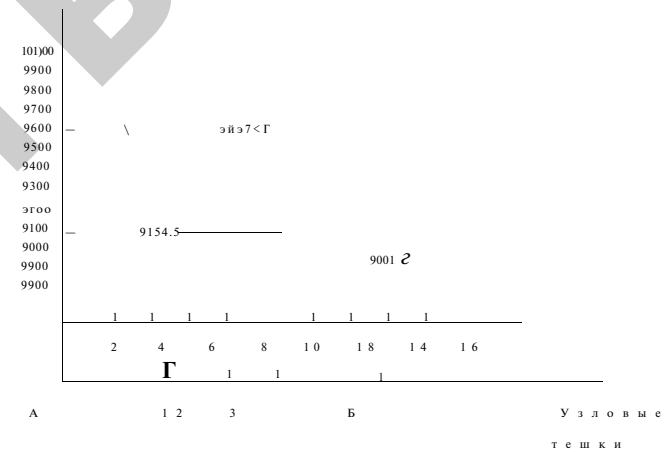


Рис. 2.19. График распределения напряжений в линии

Как видно из графика, максимальные потери напряжения в линии возникают при обрыве провода на участке В-3. В этом случае напряжение в точке 3 $u^3_{авар} = 9001,2 \text{ В}$.

При нормальном режиме работы линии минимальное напряжение будет в точке токораздела ($V^2_{норм} = 9629,9 \text{ В}$).

Дополнительное снижение напряжения, вызванное обрывом провода на участке В-3, составит:

$$\Delta u_{\%} = \frac{u^2_{норм} - u^3_{авар}}{u^2_{норм}} \cdot 100 = \frac{9629,9 - 9001,2}{9629,9} \cdot 100 = 6,28\%.$$

181

Поскольку $6,28 \% > 5 \%$, то выбранный провод марки АС-35 не обеспечивает поддержание требуемых уровней напряжения в нормальном и послеаварийных режимах работы линии. Сечение провода увеличиваем на 1 ступень. Выбираем провод марки АС-50.

2.11. Определение допустимых потерь напряжения в электрических сетях

Следует отметить, что при использовании различных способов расчета электрических сетей выбранное сечение проводов проверялось по допустимой потере напряжения, величина которой в расчетах принималась заданной. В действительности она рассчитывается.

Исходными данными для определения потери напряжения являются допустимые отклонения напряжения на вводах потребителей и уровень напряжения в центре питания.

Уровень напряжения на вводах потребителей зависит от его уровня в центре питания, суммарных потерь в линиях электропередачи и трансформаторах, а также от значений коэффициентов трансформации. Отклонения и потери напряжения в системе электроснабжения связаны между собой зависимостью, которая выражается формулой:

$$u_{\text{ит.}} + 2(u_{\text{пост.}} + u_{\text{пер}}) - \Delta u_{\text{л}} - \Delta u_{\text{т}} - u_{\text{потр.}} = 0 \quad (2.94)$$

где $2(u_{\text{пост.}} + u_{\text{пер}})$ - сумма постоянных и переменных надбавок напряжения трансформаторов, %;

$2\Delta u_{\text{л}}$ - суммарные потери напряжения в линиях, %;

$2\Delta u_{\text{т}}$ - суммарные потери напряжения в трансформаторах, %;

$u_{\text{потр.}}$ - допустимое отклонение напряжения у потребителя, %.

Центром питания в системе напряжений 35/10/0,38 кВ считают шины напряжением 35 кВ, в системе 10/0,38 кВ - шины напряжением 10 кВ. Отклонение напряжения в цепи питания измеряется и соответствующая информация о величине отклонения находится в РЭС.

Постоянная надбавка в современных трансформаторах с переключением без возбуждения (ПБВ) равняется $u_{\text{пост.}} = +5 \%$. Переменные надбавки напряжения могут составлять: -5% ; $-2,5 \%$; 0% ; $+2,5 \%$; $+5 \%$. Таким образом, суммарная надбавка у понижающих трансформаторов может быть 0% ; $+2,5 \%$; $+5 \%$; $+7,5 \%$; $+10 \%$.

Потери напряжения в трансформаторах, используемых в сельском хозяйстве, при их максимальной загрузке составляют $4...5 \%$.

В соответствии с ГОСТ 13109-97 установленное отклонение напряжения на выводах приемников электрической энергии с вероятностью 95% не должно выходить за пределы нормально допустимого значения $\pm 5 \%$ от номинального напряжения сети [11].

При расчете рассматриваются два режима и две расчетных точки. Для режима максимальных нагрузок (100%) отклонение напряжения у наиболее удаленного потребителя не должно быть ниже -5% . В режиме минимальных нагрузок (25%) отклонение напряжения у ближайшего потребителя не должно превышать $+5 \%$.

Учитывая баланс отклонений и потерь напряжения, из выражения (2.94) можно определить допустимую потерю напряжения в линиях по формуле:

$$\Delta u_{\text{доп.}} = u_{\text{ит.}} + 2(u_{\text{пост.}} + u_{\text{пер}}) - 2\Delta u_{\text{л}} - u_{\text{потр.}} \quad (2.95)$$

Все составляющие формулы (2.95), кроме допустимой потери напряжения в линиях, считаются известными или заданными. Решать данное уравнение рекомендуется путем составления таблицы отклонений напряжения [8].

Пример 15. Определить допустимые потери напряжения в линиях электрической сети напряжением 10 и 0,38 кВ (рис. 2.20). На шинах напряжением 10 кВ подстанции 35/10 кВ поддерживается постоянное напряжение, которое на 2% выше номинального. Потери напряжения у трансформаторов составляют 4% . Норма отклонения напряжения у потребителей составляет $\pm 5 \%$.

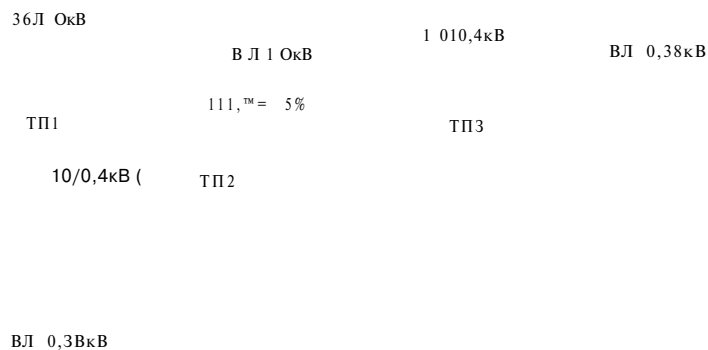


Рис. 2.20. Электрическая сеть подстанции 35/10 кВ

Решение.

1. Составим таблицу отклонений и потерь напряжения (табл. 2.16).

В графу «Элемент системы» впишем все элементы системы электроснабжения (шины напряжением 10 кВ, линии напряжением 10 и 0,38 кВ, трансформатор 10/0,4 кВ и потребитель). Центром питания являются шины напряжением 10 кВ подстанции напряжением 35/10 кВ. При этом отклонение напряжения на шинах 10 кВ независимо от нагрузки поддерживается постоянным.

$$\Delta u_{10} = +2\%$$

Таблица 2.16

Отклонения напряжения при питании от шин 10 кВ

Элементы системы	Отклонение напряжения, %			
	на наиболее удаленной ТП 3		на ближайшей ТП 2	
	при нагрузке			
	100 %	25 %	100 %	25 %
1	2	3	4	5
Шины 10 кВ подстанции 35/10 кВ	+2	+2	+2	+2

Окончание табл. 2.16

1	2	3	4	5
Линия напряжением 10 кВ	-5	-1,25	0	0
Трансформатор 10/0,4 кВ:				
постоянная надбавка	+5	+5	+5	+5
переменная надбавка	0	0	-2,5	-2,5
потери напряжения	-4	-1	-4	-1
Линия напряжением 0,38 кВ:				
потери во внутренних сетях	-1	0	-2	0
потери во внешних сетях	-2	0	-3,5	0
Потребитель	-5	+4,75	-5	+3,5

2. В графу «Отклонения напряжения на наиболее удаленной ТП 3 при нагрузке 100 %» занесем все известные параметры: отклонение напряжения на шинах напряжением 10 кВ $\Delta u_{10} = +2\%$, постоянную надбавку трансформатора $u_{пост} = +5\%$, потери напряжения в трансформаторе $\Delta u_{т} = -4\%$ и отклонение напряжения у наиболее удаленного потребителя (точка «в») $\Delta u_{потр} = -5\%$. Примем переменную надбавку трансформатора $u_{пер} = 0$.

По формуле (2.95) определим суммарные потери напряжения в линиях 10 и 0,38 кВ:

$$\Delta u_{сум} = \Delta u_{10} + u_{пост} + \Delta u_{т} + \Delta u_{потр} = 2 + 5 + 0 - 4 - (-5) = 8\%$$

Распределим суммарные потери напряжения между линиями напряжением 10 и 0,38 кВ.

В соответствии с Нормами технологического проектирования электрических сетей (НТПС) допустимая потеря напряжения в линии напряжением 10 кВ должна составлять 60-65 % суммарных потерь для линий 10 и 0,38 кВ. Исключения могут составлять линии 10 и 0,38 кВ предназначенные для питания отдельных сосредоточенных объектов (животноводческие комплексы, крупные парниковые хозяйства, теплицы и др.). Для них допускается другое соотношение потерь напряжения.

В связи с этим допустимую потерю напряжения в линии 10 кВ примем равной $\Delta u_{доп}^{10} = 5\%$, а в линии напряжением 0,38 кВ -

$$\Delta u_{доп}^{0,38} = 3\%$$

Найденная допустимая потеря напряжения в линии напряжением 0,38 кВ разбивается на две части. По одной ее части (от 1 % до 2,5 %) рассчитывают провода внутри зданий и помещений, по другой — наружные воздушные или кабельные линии. Величина этой части составляет не более 6,5...8 %. Результаты расчетов заносим в таблицу 2.16.

Проверим баланс напряжений по формуле:

$$u: \quad + U_{пер} - E Д У^{100} - Д У^{10} \quad u_n \quad 0;$$

$$2 + 5 + 0 - 4 - (-5) = 0.$$

Баланс напряжений соблюдается.

3. Проверим отклонение напряжения у ближайшего к ТП 3 потребителя (точка «а») в режиме минимальной нагрузки (25 %). Этот потребитель будет находиться в наихудших условиях, так как он находится непосредственно у шин ТП 3 и у него будет наиболее высокое напряжение.

Поскольку значение минимальной нагрузки в 4 раза меньше ее максимальной величины, то потери напряжения в трансформаторе и линии 10 кВ принимают также в 4 раза меньше.

Тогда

$$0,25 \cdot 5 = 1,25\%;$$

$$d u_m = 0,25 \cdot d u_{т^{\circ}} = 0,25 \cdot 4 = 1\%.$$

Поскольку потребитель «а» присоединен непосредственно к шинам 0,4 кВ подстанции, то потеря напряжения в линии напряжением 0,38 кВ будет равна нулю:

$$U^{25} = 0.$$

Отклонение напряжения на шинах подстанции $V_{л10}^{25}$ и постоянная надбавка трансформатора $V_{пост}$ остаются прежними.

Отклонение напряжения у ближайшего потребителя (точка «а») не превышает нормы, так как

$$V_{потр. "а"} = V_{л10}^{25} + V_{пост} + V_{пер} - Д У_{л10}^{25} - Д У_m^{25} =$$

$$= 2 + 5 + 0 - 1,25 - 1 = 4,75 \%,$$

Результаты расчетов заносим в таблицу 2.16.

Переменную надбавку напряжения трансформатора 2,5 % принять нельзя, так как в этом случае отклонение напряжения у ближайшего потребителя при его 25 процентной нагрузке будет превышать 5 %, что недопустимо.

4. Определим допустимую потерю напряжения в линии напряжением 0,38 кВ, отходящей от ближайшей ТП 2. При этом таблица отклонения напряжений составляется аналогично таблице 2.16.

Потерями напряжения в линии 10 кВ пренебрегают, так как она присоединена непосредственно к шинам напряжением 10 кВ подстанции 35/10 кВ, т. е.

$$Д У_{л10} \quad Д У_{л10} \quad 0.$$

Отклонение напряжения на шинах 10 кВ остается прежним ($U^{10} = U^{25} = +2\%$). Постоянная надбавка трансформатора принимается равной $V_{пост} = 5\%$, потери напряжения в трансформаторе при максимальной нагрузке равняются $Д У_{т^{\circ}} = -4\%$, при минимальной — $Д У^{25} = -1\%$. Отклонение напряжения у наиболее удаленного потребителя (точка О) в режиме максимальной нагрузки не должно быть ниже $Д У_{тр^{\circ}} = -5\%$. В режиме минимальной нагрузки в наихудших условиях находится потребитель «с». Отклонение напряжения у него не должно превышать $Д У_{потр. "с"} = +5\%$. Переменную надбавку трансформатора примем равной $Д У^p = -2,5\%$. Занесем эти данные в таблицу отклонения напряжения 2.16.

Потеря напряжения в линии 0,38 кВ при максимальной нагрузке составит

$$Д У_{0,38}^{38} = Д У_{л10}^{25} + U_{пост} + U_{пер} - U_{потр. "а"} \quad d u_{кв} = 2 + 5 - 2,5 - 4 - (-5) = 5,5\%$$

Найденную потерю напряжения разобьем на две части. Примем потери напряжения во внутренних сетях равными 2 %, а во внешних — 3,5 %.

5. Проверим отклонения напряжения у ближайшего к ТП 2 потребителя (точка «с»).

$$U_{\text{потр с}} = U_{\text{10}}^{25} + U_{\text{пост}} + U_{\text{пер}} - \Delta U_{\text{т}}^{15} - \Delta U_{\text{0,38}}^{25} = 2 + 5 - 2,5 - 1 - 0 = +3,5 \%,$$

что не превышает норму +5 %.

2.12. Определение потерь энергии в электрических сетях

Потери энергии в электрических сетях складываются из потерь энергии в линиях электропередачи и трансформаторах. В зависимости от известных данных, характеризующих линию, потери энергии в линии могут определяться различными методами.

Если известна величина тока, протекающего в проводе линии, то потери энергии за год в трехфазной линии с нагрузкой на ее конце определяются по формуле:

$$\Delta W_{\text{л}} = 3 \gamma \rho^{8760} I^2 t, \quad (2.96)$$

где 3 - число фаз;

γ - сопротивление фазного провода, Ом;

I - ток, протекающий в проводе, А;

t - период времени, за который определяются потери, ч.

При известном среднеквадратичном токе $I_{\text{ср. кв}}$, потери энергии в линии составят:

$$\Delta W_{\text{л}} = 3 \gamma D_{\text{р. кв}} \cdot 8760 \cdot I_{\text{ср. кв}}^2, \quad (2.97)$$

где 8760 - число часов в году.

Зная максимальный ток I_{max} , протекающий в линии, и время максимальных потерь t , потери энергии в трехфазной линии можно определить по формуле:

$$(2.98)$$

где ρ^0 - удельное активное сопротивление одного километра провода, Ом/км;

l - длина участка сети, км;

I_{max} - максимальное значение тока на участке, А;

t - время максимальных потерь, ч.

Значение t определяется по графику (рисунок 2.21) в зависимости от времени использования максимума нагрузки.

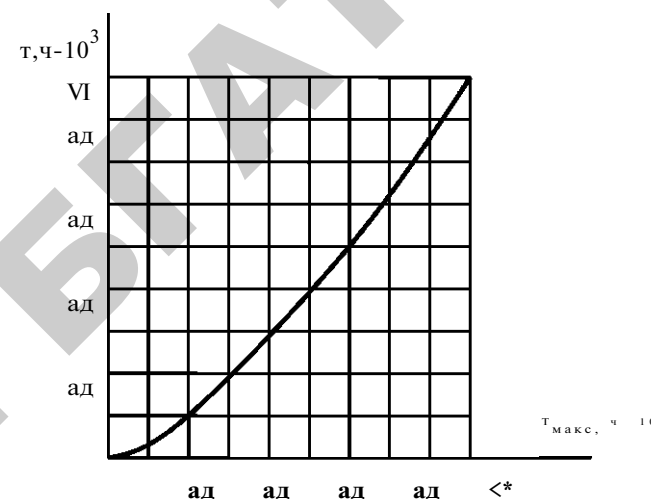


Рис. 2.21. Зависимость времени потерь от времени использования максимальной нагрузки для сельских потребителей

Годовые потери энергии (кВт·ч) в трансформаторе определяются по формуле:

$$\Delta W_{\text{т}} = D_{\text{Ркз}} \cdot S_{\text{т}} \cdot 8760, \quad (2.99)$$

где $D_{\text{Ркз}}$ - потери в обмотках трансформатора при номинальной нагрузке (принимаются по каталогу в зависимости от номинальной мощности трансформатора, кВт);

$S_{\text{тmax}}$ - максимальная полная нагрузка трансформатора, кВ·А;

$S_{\text{тн}}$ - номинальная мощность трансформатора, кВ·А;

t - время максимальных потерь, ч;

$D_{\text{РХ}}$ - потери холостого хода трансформатора (принимаются по каталогу для данного трансформатора;

8760 - число часов в году.

Пример 16. Определить потери энергии за год в питающей линии напряжением 10 кВ, одной отходящей линии 0,38 кВ и трансформаторе мощностью 100 кВ·А. Годовое потребление электроэнергии $A = 240000$ кВт·ч. Нагрузка составляет 50 А при $\cos \phi = 0,9$. Линия 10 кВ выполнена проводом марки А25, длиной 5 км. Линия 0,38 кВ имеет длину 0,5 км и выполнена проводом А50.

Решение.

1. Определим годовое число часов использования максимальных нагрузок:

$$t = \frac{A}{\sqrt{3} U I \cos \phi} = \frac{240000}{\sqrt{3} \cdot 10 \cdot 0,38 \cdot 50 \cdot 0,9} = 8113 \text{ ч.}$$

2. Определим время потерь по графику, представленному на рисунке 2.21. Оно составляет $t = 7500$ ч.

3. Определим сопротивление проводов линий по формуле $r = r_0 / \sigma$. По таблице П.1.2 (приложение 1) определим удельные сопротивления одного километра линии: $r_0 A25 = 1,28$ Ом/км; $r_0 A50 = 0,64$ Ом/км.

Тогда для линии напряжением 10 кВ $r = 1,28 \times 5 = 6,4$ Ом; для линии 0,38 кВ $r = 0,64 \times 0,5 = 0,32$ Ом.

4. Потери энергии в линии 0,38 кВ составят

$$\Delta W_{0,38} = 3 r_{0,38} I_m^2 t = 3 \cdot 0,32 \cdot 50^2 \cdot 7500 = 18000 \cdot 10^3 \text{ Вт·ч} = 18000 \text{ кВт·ч.}$$

5. Потери энергии в трансформаторе определим следующим образом. Из таблицы П.1.5 (приложение 1) для трансформатора мощностью 100 кВ·А с высшим напряжением 10 кВ $DR_{K3} = 1,970$ кВт; $DR_{XX} = 0,365$ кВт.

$$W_{\text{тр}} = 73 \cdot I_{л} = \sqrt{3} \cdot 10 \cdot 0,38 \cdot 50 = 32,87 \text{ кВт·А.}$$

$$W_{\text{тр}} = t \cdot DR + DR_{XX} \cdot 8760 = 1,97 \cdot 7500 + 0,365 \cdot 8760 = 4806 \text{ кВт·ч.}$$

6. Определим потери энергии в линии напряжением 10 кВ. Максимальный ток в линии напряжением 10 кВ равен

$$I_{\text{л}} = \frac{A}{\sqrt{3} U t} = \frac{240000}{\sqrt{3} \cdot 10 \cdot 8113} = 32,87 \text{ А.}$$

Потери энергии в линии напряжением 10 кВ составляют $\Delta W_{10} = 3 r_{10} I_{\text{л}}^2 t = 3 \cdot 6,4 \cdot 32,87^2 \cdot 7500 = 273600 \text{ Вт·ч} = 273,6 \text{ кВт·ч.}$

7. Суммарные потери энергии в сети $\Delta W = \Delta W_{0,38} + W_{\text{тр}} + \Delta W_{10} = 18000 + 4806 + 273,6 = 23079,6 \text{ кВт·ч.}$

В процентах к потребляемой энергии они составят

$$\Delta \Gamma = \frac{\Delta W}{A} \cdot 100 = \frac{23079,6}{240000} \cdot 100 = 9,6 \%$$

Лабораторные работы

Работа 1.

ИССЛЕДОВАНИЕ РАДИАЛЬНОЙ ЛИНИИ С НЕСИММЕТРИЧНОЙ НАГРУЗКОЙ ФАЗ

Цель работы. Научиться исследовать режимы работы радиальной электрической сети с неравномерной нагрузкой по фазам.

План работы:

1. Ознакомиться с трехфазно-однофазной системой распределения электроэнергии.
2. Ознакомиться с пятипроводной сетью напряжением 0,38 кВ для распределения электрической энергии между смешанными нагрузками сельскохозяйственных потребителей.
3. Изучить методы оценки несимметрии нагрузок в трехфазных электрических сетях.
4. Освоить методы расчета сетей с неравномерной нагрузкой, включенной по схеме «звезда» или «треугольник».
5. Исследовать влияние несимметрии нагрузок по фазам трехфазной сети на уровни напряжений у потребителей на модели сети трехфазного переменного тока.

Общие сведения. Опыт эксплуатации электрических сетей показывает, что большую часть времени электрические сети сельских районов работают в несимметричных режимах, оказывающих существенное влияние на показатели качества напряжения у потребителей. Под несимметрией напряжений (токов) понимается неравенство фазных и (или) линейных напряжений (токов) по амплитуде и углам сдвига между ними [11].

В системах электроснабжения различают кратковременные (аварийные) и длительные (эксплуатационные) несимметричные режимы.

Кратковременные несимметричные режимы обычно связаны с аварийными процессами (потеря фазы, короткое замыкание), когда показатели несимметрии достигают максимальных значений.

Следует отметить, что несимметричные режимы чаще встречаются при нормальной работе сетей, хотя степень несимметрии напряжений в этом случае меньше, чем, например, при потере фазы или коротком замыкании. В этой связи массовый характер такого явления требует его строгой количественной оценки.

Несимметрия может наблюдаться в линиях всех напряжений, но особенно часто она проявляется в сетях 0,38 кВ.

Несимметричные режимы в сетях напряжением 0,38 кВ, как правило, возникают в результате несимметрии нагрузок в фазах, вызываемой неравномерным распределением однофазных электроприемников по фазам (рис. 2.22).

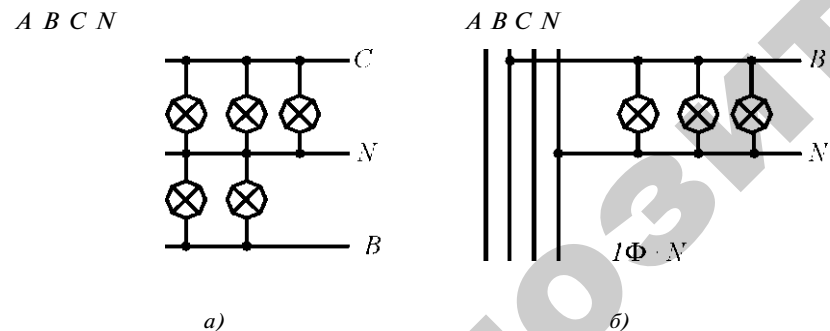


Рис. 2.22. Четырехпроводная сеть с неравномерной нагрузкой фаз:
 а - трехпроводное ответвление от четырехпроводной сети (две фазы и нуль);
 б - двухпроводное ответвление от четырехпроводной сети (одна фаза и нуль)

При проектировании и монтаже сетей сельских районов следует равномерно распределять однофазные электроприемники по фазам, что не всегда удается осуществить. В связи с этим существует неслучайная несимметрия нагрузок.

Благодаря случайным включениям и отключениям однофазных электроприемников в сельской трехфазной сети несимметрия нагрузок возникает даже при первоначальном равномерном распределении приемников по фазам. Эта несимметрия, вызванная случайными причинами, называется вероятностной или случайной.

Расчеты показывают [11], что вероятность симметричного распределения включенных однофазных потребителей мала по сравнению с вероятностью их несимметричного распределения, поэтому ток в нулевом проводе практически всегда отличен от нуля. Несимметричный режим сетей 0,38 кВ является нормальным режимом работы последних, что необходимо учитывать при их проектировании и эксплуатации. Примером сети с неравномерной нагрузкой является сеть, выполненная по смешанной системе распределения электроэнергии. В такой системе однофазные трансформаторы (6 и 10 кВ) подключаются на линейное напряжение к трехфазной трехпроводной линии (рис. 2.23).

В трехфазной трехпроводной системе несимметрия напряжений и токов обусловлена наличием симметричных составляющих обратной последовательности. В трехфазной четырехпроводной системе дополнительно присутствуют составляющие нулевой последовательности.

Несимметрия по току значительно превышает несимметрию по напряжению. В линиях электропередачи и трансформаторах несимметрия токов снижает пропускную способность за счет неравномерной загрузки фаз.

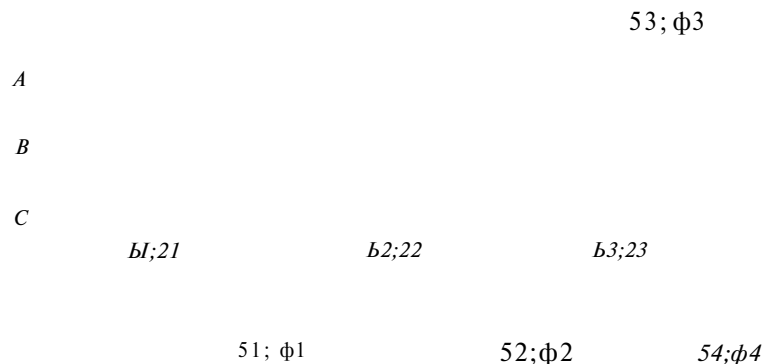


Рис. 2.23. Сеть высокого напряжения с однофазными трансформаторами, включенными по схеме «треугольник»

Несимметрия токов обуславливает соответствующую несимметрию напряжений, которая, в свою очередь, приводит к дополнительным отклонениям фазных и линейных напряжений. Это отрицательно сказывается на работе электрооборудования, сокращает срок службы изоляции, увеличивает потери энергии.

Согласно ГОСТ 13109—97 нормируемым показателем несимметрии является коэффициент несимметрии напряжений по обратной последовательности, равной отношению напряжения обратной последовательности основной частоты в /-м наблюдении $u^{2(1)}/$ к номинальному u_n . Этот коэффициент определяется по формуле:

$$K_{2u} = \frac{u^{2(1)}/}{u_n} \quad (2.100)$$

Допустимое значение коэффициента K_{2u} составляет: нормальное - 2 %, максимальное - 4 % (в послеаварийном режиме).

Напряжение обратной последовательности может быть определено по приближенной формуле:

$$u^{2(1)}/ = 0,62 [u_{нб} - u_{нм}^{(1)}/] \quad (2.101)$$

где $u_{нб}$ и $u_{нм}^{(1)}/$ — наибольшее и наименьшее действующие значения из трех междуфазных напряжений основной частоты.

В трехфазных четырехпроводных сетях наличие составляющих нулевой последовательности напряжения обуславливает смещение нейтрали, которое характеризуется коэффициентом несимметрии напряжений по нулевой последовательности. Этот коэффициент определяется по формуле:

$$u_{0и}/ = \frac{U_{3и0(1)}/}{U_{1(1)}/} \cdot 100, \quad (2.102)$$

где $u_{0и}^{(1)}/$ — действующее значение напряжения нулевой последовательности основной частоты трехфазной системы напряжений в /-м наблюдении, В, кВ;

$u_{1(1)}/$ — действующее значение междуфазного напряжения прямой последовательности основной частоты, В, кВ.

Допустимое значение коэффициента несимметрии по нулевой последовательности составляет: в нормальном режиме - 2 %, максимальное значение - 4 %.

При определении данного показателя допускается вычислять $u_{0и}^{(1)}/$ по приближенной формуле:

$$u_{0и}^{(1)}/ = 0,62 [u_{нб.ф(1)}/ - u_{нм.ф(1)}/], \quad (2.103)$$

где $u_{нб.ф(1)}/$ и $u_{нм.ф(1)}/$ — наибольшее и наименьшее из трех действующих значений фазных напряжений основной частоты в /-м наблюдении, В, кВ.

Общий порядок расчета сетей с неравномерной нагрузкой, включенной по схеме «звезда» или «треугольник», следующий:

- 1) распределяют нагрузку между фазами по возможности равномерно;
- 2) определяют сечение проводов сети, считая нагрузку равномерной;

- 3) определяют фазные и междуфазные потери напряжения;
 4) перераспределяют нагрузки (при значительной разнице потерь напряжения в отдельных фазах или между фазами) и расчет повторяют.

В последнем случае, характерном для четырехпроводной сети напряжением до 1000 В с осветительной и бытовой нагрузками, составляющая потери напряжения в реактивных сопротивлениях отсутствует и потери напряжения по фазам составляет [9]:

$$\Delta U_{\Sigma} = \sum_{l=1}^n E_{\Gamma} + \sum_{l=1}^n E [12l - 0,5(I_{1l} + I_{3l})] \cdot z_{bl};$$

$$\Delta U_{\Sigma} = \sum_{l=1}^n E V_l + \sum_{l=1}^n E [13l - 0,5(I_{\Sigma} + 12l)] \cdot z^m,$$

где n - количество участков электрической сети;

I_{1l}, I_{2l}, I_{3l} - линейные токи соответствующих фаз и участков, А;

Γ - активные сопротивления участков фазных проводов, Ом;

z_{bl} - активное сопротивление участков нулевого привода, Ом.

Указания по выполнению работы. Исследованию подлежит модель пятипроводной трехфазной линии напряжением 36/62 В, питающейся от понижающего трансформатора мощностью 2500 В·А с первичным напряжением 380 В (рис. 2.24, а).

Трехфазная линия моделируется сопротивлением четырех ее участков по 0,17 Ом (фазные провода) и 0,18 Ом (нулевой провод), что эквивалентно сопротивлению провода А25 протяженностью 75 м.

В начале линии в цепь каждого фазного и нулевого проводов включены амперметры (РА1), позволяющие контролировать ток на первом участке. Токи на остальных участках определяются расчетом в соответствии с законом Кирхгофа по измеренным значениям токов нагрузок.

Нагрузки сети выполнены в виде активных сопротивлений, присоединяемых в точках 1...4 к любой из фаз трех фазной линии.

В каждой из четырех точек может быть присоединено до трех однофазных нагрузок. Например, в точке 1 — нагрузки 1,1; 1,2; 1,3, в точке 2 — 2,1; 2,2; 2,3 и т. д. Присоединение нагрузок к фазам сети производится отдельными проводниками, соединение с нулевым проводом выполнено через нормально замкнутые кнопки 5В1... 0В4. Параллельно кнопкам включены штепсельные разъемы, обозначенные символом I .

При включении в этот разъем амперметра РА2 и нажатии кнопки 0В амперметр показывает ток потребляемый нагрузкой. Включение нагрузок в сеть производится с помощью выключателей &O .

Для измерения тока конкретной нагрузки включенным должен быть только выключатель цепи соответствующей нагрузки.

В любой из фиксированных точек сети могут быть измерены линейные и фазные напряжения с помощью вольтметра PV1, подключенного к сети через переключатель (рис. 2.24, б).

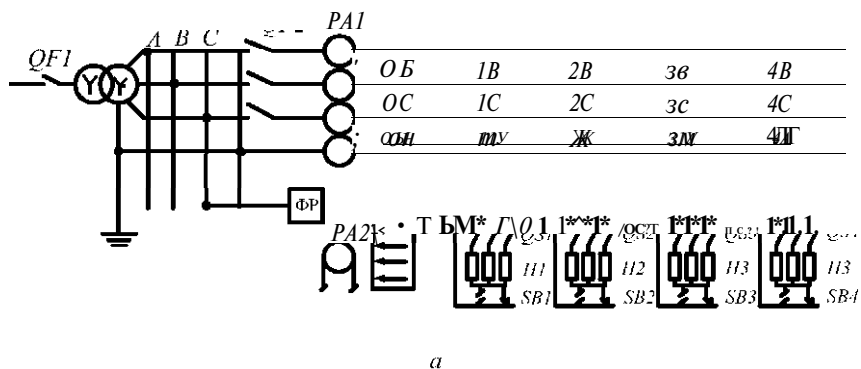
В этих же точках производится и измерение напряжения обратной последовательности с помощью вольтметра PV2, включаемого в сеть через фильтр напряжения обратной последовательности (ФНОП).

Для измерения всех указанных напряжений в контролируемых точках необходимо с помощью штыревой части разъема X8 присоединиться к цепи измерений. Для более точных измерений в модели могут использоваться лабораторные приборы более высокого класса точности.

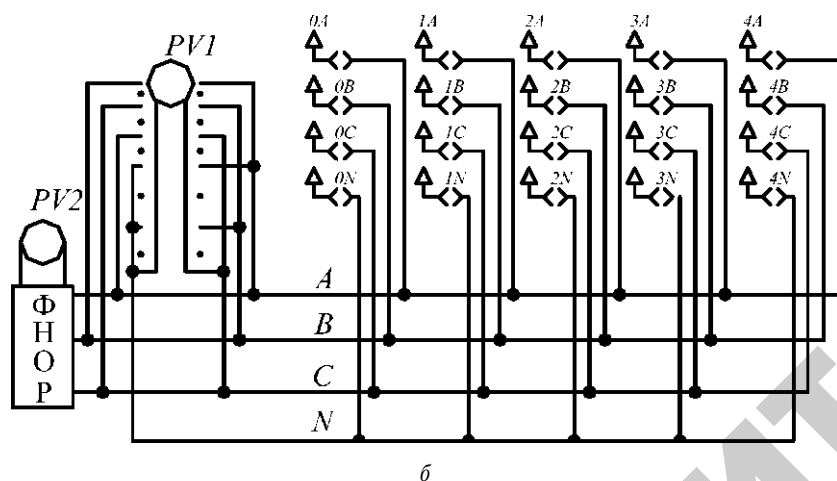
В модели предусмотрено также наружное освещение, включаемое автоматически через фотореле при уменьшении освещенности.

Модель подключается к сети 380 В автоматом &P1.

Включение испытуемой линии к шинам напряжением 36/32 В понижающего трансформатора осуществляется с помощью автомата (&p2).



а



б

Рис. 2.24. Схема модели пятипроводной трехфазной сети:

а - токовые цепи модели; б - схема измерения напряжения в контролируемых точках

Порядок выполнения работы.

1. Нагрузки произвольно подключить в точках 1..4 сети.
2. Подать напряжение на модель сети с помощью автомата *op1*.
3. Включить автоматом (^р 2 линию под напряжение.
4. Проверить, чтобы фазные токи на головном участке не превышали 20.23 А (номинальный ток трансформатора).

5. Измерить токи нагрузок и нанести их значения на расчетную схему (рис. 2.25), соблюдая соответствие нагрузок сети и расчетной схемы.

6. Определить токи на участках расчетной схемы по закону Кирхгофа.

7. Определить по приведенным выше уравнениям потери напряжения до точек 3 и 4.

8. Измерить напряжения в точках 0...4, результаты внести в таблицу 2.17 и сравнить их с расчетными данными.

9. Определить коэффициенты несимметрии напряжений и сравнить их с допустимыми значениями.

10. Перераспределить первоначально включенные нагрузки между фазами, добиваясь снижения несимметрии сети. После перераспределения нагрузок указать их на расчетной схеме.

11. Результаты измерений после перераспределения нагрузок занести в таблицу 2.17.

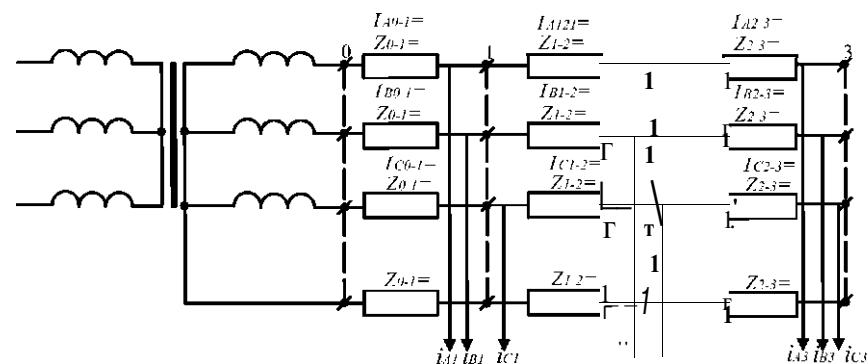


Рис. 2.25. Расчетная схема четырехпроводной сети

Значения результатов измерений напряжения в контрольных точках сети отражаются в табличной форме (табл. 2.17).

Таблица 2.17

Напряжение в контрольных точках сети

Распределение нагрузок	Напряжения (В) в точках измерения				
	между фазами	точка 0	точка 1	точка 2	точка 3
Первоначальное	АВ				
	ВС				
	СА				
	АО				
	ВО				
	СО				
После перераспределения	АВ				
	ВС				
	СА				
	АО				
	ВО				
	СО				

Контрольные вопросы.

1. В каких случаях возникает несимметрия напряжения в сети?
2. Какие виды несимметричных нагрузок в сети Вы знаете?
3. В каких случаях имеет место случайная несимметрия и неслучайная несимметрия?
4. В чем заключается сложность расчета сети с несимметричной нагрузкой фаз?
5. Какое влияние оказывает несимметричная загрузка фаз на работу электрической сети?
6. Какие способы снижения несимметрии напряжений Вы знаете?
7. Каковы методы оценки несимметрии в трехфазной электрической сети?

Работа 2.

ИССЛЕДОВАНИЕ РЕЖИМОВ РАБОТЫ ЛИНИЙ С ДВУХСТОРОННИМ ПИТАНИЕМ

Цель работы. Научиться исследовать режимы работы линий с двухсторонним питанием.

План работы:

1. Ознакомиться со схемами построения замкнутых электрических сетей.
2. Изучить методы расчета линий с двухсторонним питанием.
3. Исследовать работу линий с двухсторонним питанием на действующей модели при нормальном и аварийном режимах.

Общие сведения. Для повышения надежности электроснабжения потребителей при передаче и распределении электроэнергии применяют замкнутые электрические сети.

Замкнутой называют электрическую сеть, магистральные линии которой получают питание не менее, чем с двух сторон.

Замкнутая сеть называется простой, если в точках присоединения нагрузок питание осуществляется только с двух сторон. Простые замкнутые сети могут выполняться:

1) с одним источником питания (кольцевая сеть, изображенная на рисунке 2.26);

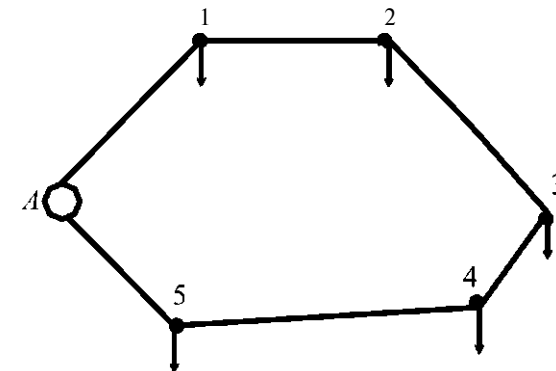


Рис. 2.26. Схема простой замкнутой сети с одним источником питания

2) с двумя источниками питания (линия с двухсторонним питанием, изображенная на рисунке 2.27);

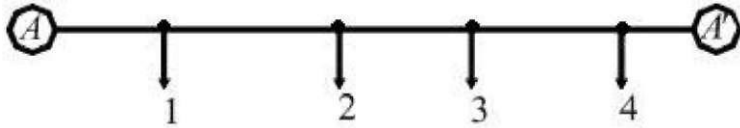


Рис. 2.27. Линия с двухсторонним питанием

3) с тремя и более источниками питания (рис. 2.28).

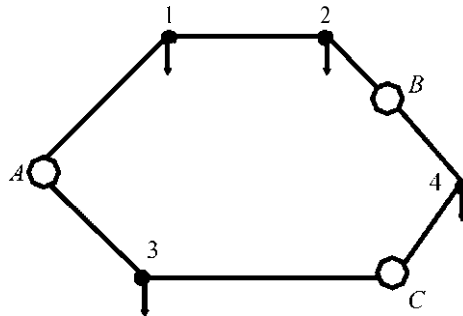


Рис. 2.28. Схема простой замкнутой сети с несколькими источниками питания

Точки в замкнутой сети, питание которых производится с трех и более сторон называются узловыми (или узлами). Сети, содержащие узловые точки, называются сложными замкнутыми сетями.

Сложные замкнутые сети могут выполняться:

1) с одним источником питания, (рис. 2.29);

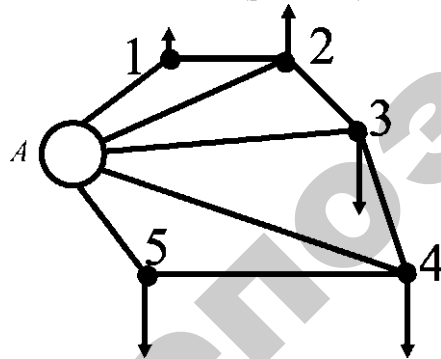


Рис. 2.29. Схема сложной замкнутой сети с одним источником питания

2) с несколькими источниками питания, (рис. 2.30).

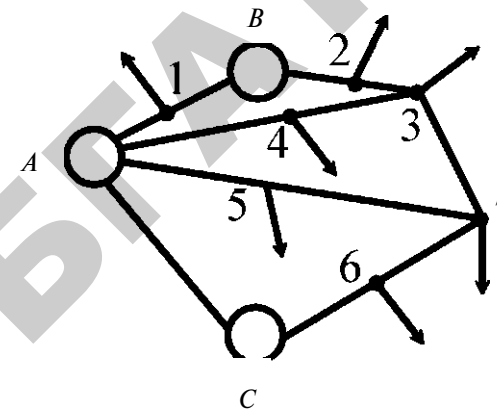


Рис. 2.30. Схема сложной замкнутой сети с несколькими источниками питания

В нормальном режиме работы почти все подключенные к сети потребители получают питание с одной стороны. Однако в простейших замкнутых сетях с одним или двумя источниками питания существует точка, которая нормально получает питание с двух сторон (точка B на рисунке 2.31). Она называется точкой токораздела. В сложных замкнутых сетях точек токораздела может быть несколько.



Рис. 2.31. Расчетная схема линии с двухсторонним питанием

При выходе из строя одного источника питания или какого-либо участка сети замкнутая сеть превращается в разомкнутую сеть и питание потребителей осуществляется с одной стороны.

В настоящее время в сельском электроснабжении замкнутые сети напряжением 0,38 и 10 кВ применяются мало. Однако повышение надежности сельского электроснабжения может быть достигнуто только за счет применения замкнутых сетей. Поэтому в сельском хозяйстве разомкнутые сети (где это возможно) превращают в условно замкнутые.

Условно замкнутая сеть изображена на рисунке 2.32.



Рис. 2.32. Условно замкнутая сеть, применяемая в сельском электроснабжении

Две разомкнутые линии, получающие питание от источников А и А', соединены между собой перемычкой, в состав которой входит автоматическое устройство включения резервного питания АВР. Нормально обе линии работают независимо друг от друга, осуществляя питание своих потребителей.

При выходе из строя одного из источников питания АВР автоматически включается и соединяет обе радиальные линии.

Если вышел из строя источник А, то должен отключиться и выключатель $\Lambda 1$. Таким образом, оставшийся в работе источник берет на себя дополнительную нагрузку и на время ремонта поврежденного источника обеспечивает питание всех потребителей.

В линии с двухсторонним питанием (рис. 2.31) токи, вытекающие из питательных пунктов А и А', могут быть найдены из следующих выражений:

1) ток, вытекающий из питающего пункта А,

$$I_A = \frac{I_{A0}}{2l_A} + \frac{1}{n_1} (I_2^2 + I_3^2 + I_4^2) + \frac{1}{n_2} (I_3^2 + I_4^2) + \frac{1}{n_3} I_4^2$$

2) ток, вытекающий из питающего пункта А',

$$I_{A'} = \frac{I_{A'0}}{2l_{A'}} + \frac{1}{n_1} (I_1^2 + I_2^2) + \frac{1}{n_2} (I_1^2 + I_2^2 + I_3^2)$$

где $I_{A-A'}^2 = I_1^2 + I_2^2 + I_3^2 + I_4^2$.

Зная токи, вытекающие из питающих пунктов, можно определить токи на всех участках линии.

Первую составляющую тока источника питания называют уравнительным током. Она обусловлена разницей напряжения питающих пунктов и сдвигом фаз между этими напряжениями.

Вторая составляющая обусловлена только нагрузками и ее называют линейным нагрузочным током.

При выходе из строя одного питающего пункта рассматриваемая линия превращается в разомкнутую линию. Все нагрузки будут питаться электроэнергией от оставшегося в работе питательного пункта. При таком аварийном режиме работы изменяются распределение тока в линии и потери напряжения на ее участках.

В лаборатории исследование линии с двухсторонним питанием ведется на модели, собранной из активных и реактивных сопротивлений. Для упрощения выполнения работы нагрузки линий представлены чисто активными сопротивлениями. Схема линии с двухсторонним питанием представлена на рисунке 2.33.

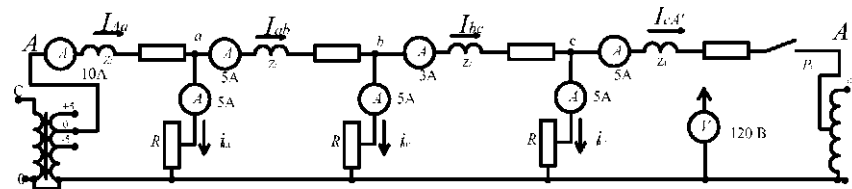


Рис. 2.33. Электрическая принципиальная схема линии с двухсторонним питанием

Указания по выполнению работы. В процессе работы определяются токи и падения напряжения на отдельных участках линии, а также напряжения в точках приложения нагрузок. По данным измерений строятся диаграммы токов и напряжений.

Измеренные значения токов на участках линии сравниваются с вычисленными значениями. По величинам напряжений в точках нагрузок III^a , Ц, и Ц вычисляются потери напряжения на участках линии:

$$U_{bc} = \dots; \quad AU_{c-a} = U, -U.$$

Порядок выполнения работы.

1. Собрать схему линии, изображенную на рисунке 2.33. Участок линии может состоять из нескольких звеньев. Каждое звено представляет собой катушку с определенными сопротивлениями (активным и реактивным). Число звеньев и величина сопротивления каждой нагрузки задаются преподавателем.

2. После подключения модели линии к сети в начале линии (модели) при помощи автотрансформатора устанавливается определенное напряжение, величина которого задается преподавателем.

3. По модели производятся измерения:

- а) токов нагрузок;
- б) напряжений в точках присоединения нагрузок;
- в) токов, протекающих на участках линий. За положительное направление тока в линии считать направление $A - a - B - c - A'$;
- г) падений напряжений на участках линий $ДШ_{A-a}$; AV_{a-b} ; $ДШ_{b-c}$; $ДШ_{c-A'}$.

4. Результаты заносятся в таблицы 2.18 и 2.19.

Результаты измерений

Таблица 2.18

Режим	Точки присоединения нагрузок	Ток нагрузки в точках, А	Напряжение в точках присоединения нагрузок, В
Нормальный	A		
	a		
	B		
	c		
	A'		
Аварийный	A		
	a		
	B		
	c		
	A'		

При этом результаты расчетов заносят в таблицу 2.19.

Результаты расчетов

Режим	Участок	Напряжение, В		Падение напряжения, В	Потеря напряжения, В	Ток А	Полное сопротивление участка, Ом
		в начале участка	в конце участка				
Нормальный	A-a						
	a-b						
	b-c						
	c-A'						
Аварийный	A-a						
	a-b						
	b-c						
	c-A'						

5. По данным измерений строится диаграмма токов нормально-го режима линии и определяется точка токораздела (рис. 2.34).

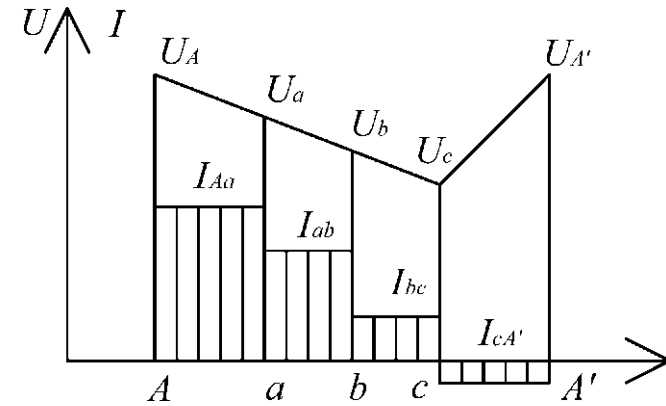


Рис. 2.34. Номограмма токов и напряжений

6. Проводится исследование аварийного режима линии при ее питании по разомкнутой схеме. Для этого необходимо отключить переключатель на участке $c - A'$. В этом режиме производятся те же измерения, что и в пункте 3. Данные измерений и расчетов заносятся в таблицы 2.18 и 2.19.

7. По данным таблиц для тока в нормальном и аварийном режимах строятся диаграммы (по аналогии с диаграммой, приведенной на рисунке 2.34).

8. Расчетным путем определяются токи, выходящие из питающих пунктов A и A' , а также токи на всех участках и точку токораздела. Расчетные значения токов сравниваются с данными, полученными в результате измерений при нормальном режиме работы линии.

Содержание отчета.

1. Схема установки.
2. Результаты измерений (в табличной форме).
3. Диаграммы нормального и аварийного режимов линии.
4. Расчеты значений токов, выходящих из питательных пунктов, токораспределения и определение точки токораздела.

Контрольные вопросы.

1. Каковы преимущества и недостатки линий с двухсторонним питанием?
2. В чем заключается сложность расчета линии с двухсторонним питанием?
3. Какие основные схемы построения замкнутых электрических сетей Вы знаете?
4. В чем заключается принцип работы условно-замкнутой цепи?
5. Как найти распределение токов или мощностей в линии с двухсторонним питанием?
6. Почему точки раздела активных и реактивных токов и мощностей могут не совпадать?
7. Какова методика расчета линии с двухсторонним питанием?
8. Какие особенности расчета линий с двухсторонним питанием, если точки раздела активного и реактивного тока не совпадают?
9. Что такое уравнивающий ток (мощность) и когда он возникает?
10. Каковы требования к значениям допустимых отклонений напряжений в нормальном и аварийном режимах работы линии с двухсторонним питанием?

Работа 3.

РЕГУЛИРОВАНИЕ НАПРЯЖЕНИЯ РАДИАЛЬНОЙ СЕТИ

Цель работы. Изучить принципы регулирования напряжения в радиальных электрических сетях с помощью установок емкостной компенсации.

План работы:

1. Изучить способы регулирования напряжения в электрических сетях.
2. Изучить принцип регулирования напряжения изменением реактивной мощности, протекающей по сети.
3. Освоить методику расчета и выбора мощности компенсирующих устройств.
4. Проверить правильность выполненных расчетов (экспериментально) на однофазной модели сети.

Общие сведения. Сельские электрические сети при низкой удельной плотности нагрузок являются очень протяженными и разветвленными. В сетях, рассчитанных по потере напряжения, плотность тока, как правило, ниже экономической. Регулирование напряжения дает возможность создать сеть с плотностью тока близкой или равной экономической и улучшить режим напряжения у потребителей.

Существует несколько способов регулирования напряжения в сетях. Одним из них является последовательное или параллельное включение конденсаторов.

При последовательном включении конденсаторов в сеть подъем напряжения пропорционален произведению индуктивной составляющей тока нагрузки I^L на емкостное сопротивление конденсатора x^c и определяется по формуле:

Важным положительным качеством последовательно включенных конденсаторов является то, что степень компенсации зависит от величины тока нагрузки, т. е. с ростом нагрузки возрастает ком-

пенсация потери напряжения. Особенно хорошо компенсируются потери напряжений от пусков крупных двигателей, когда наблюдается большой пусковой ток с малым коэффициентом мощности.

Напряжение на конденсаторе зависит от тока нагрузки. При нормальных условиях работы (режиме) оно колеблется в пределах 5...20 %, а при коротком замыкании в сети — достигает 100 % номинального напряжения U_n .

Для регулирования напряжения в сельских сетях при максимальной нагрузке и низком коэффициенте мощности рекомендуется применять продольную компенсацию реактивной мощности. При этом место установки конденсаторов целесообразно выбирать в конце линии. Однако при распределенной нагрузке место их установки выбирают таким образом, чтобы значение отклонения напряжения у потребителей находилось в допустимых пределах.

При параллельном включении конденсаторов подъем напряжения пропорционален произведению емкости тока I^c на индуктивное сопротивление линии X^l и определяется по формуле:

Параллельно включенные конденсаторы целесообразно устанавливать непосредственно у потребителей реактивной мощности. В этом случае линия частично освобождается от передачи реактивных токов.

Для трехфазной сети переменного тока с продольной компенсацией потери напряжения могут быть определены по формуле:

$$\Delta U = \frac{l}{3} [I^a G_l + I_p (X_l - X_c)],$$

а для сети с поперечной компенсацией -

$$\Delta U = \frac{l}{3} [I_a G_l + (I_p - I_c) X_l],$$

где I^a — активная составляющая тока нагрузки, А;

G_l — активное сопротивление линии, Ом.

Регулировать напряжение включением конденсаторов можно в высоковольтных и низковольтных сетях.

Указания по выполнению работы. На стенде представлена примерная модель одной фазы сельской радиальной электрической линии переменного тока напряжением 10 кВ. Принципиальная схема этой линии изображена на рисунке 2.35.

Питание на схему подается через лабораторный автотрансформатор, с помощью которого по заданию преподавателя устанавливается напряжение . Номинальное напряжение модели равно 100 В.

Модель содержит в себе три элемента сопротивлений участков линии $Z^l (G^l, X^l)$, четыре нагрузочных сопротивления $Z_H (G_H, X_H)$, а также конечный трансформатор с коэффициентом трансформации 1:1,05 и ответвлениями +5 %; 0 %; -5 %. Таким образом, суммарные надбавки у трансформатора могут быть соответственно +10 %, +5 %, 0 %.

Ток нагрузки и напряжение источника питания измеряются амперметрами, расположенными на стенде, и вольтметром. Ток, напряжение и мощность в точках присоединения нагрузок измеряются прибором Д552, который подключается к схеме вилкой, вставленной в розетку, расположенную в точках присоединения нагрузки. Вставив вилку в розетку, включают соответствующий выключатель и переводят нагрузку на подключенный прибор.

Для продольной компенсации имеется набор емкостей, включаемых последовательно в начале линии.

Для включения и отключения конденсаторов в схему модели смонтированы выключатели. Для поперечной компенсации имеется набор емкостей, включаемых параллельно нагрузке. Выключатель также смонтирован в схему модели.

Порядок выполнения работы:

1. Установить напряжение источника питания (по указанию преподавателя).

2. Включить нагрузки в линии (по указанию преподавателя).

3. Выбрать оптимальную надбавку трансформатора Т5, при которой величина отклонения напряжения у потребителя, присоединенного в точке 5, ближе к значению, нормированному стандартом. Результаты выбора занести в таблицу 2.20.

Таблица 2.20

Параметры режима напряжения без компенсации реактивной мощности

Надбавка, %	Напряжение, В		Отклонение напряжения, %	
	Нагрузка, %			
	100	25	100	25
+5				
0				
-5				

4. Измерить напряжение, ток и активную мощность потребителя, присоединенного в точке 5, и рассчитать емкость, необходимую для компенсации реактивной мощности. Результаты расчетов занести в таблицу 2.21.

Таблица 2.21

Результаты расчетов поперечной компенсации реактивной мощности

Измеренные данные				Вычисленные данные				
и, в	I, А	P, Вт	cosφ, о.е.	о.е.	о.е.	<2, вар	C, мкФ	

Примечание. Расчет емкости следует вести при 100 % нагрузке. Расчетные соотношения таковы:

$$C = \frac{P \cdot \tan \phi}{\omega U^2} \text{ мкФ}$$

Здесь $\tan \phi$ (существующий коэффициент мощности) определяется по $\cos \phi = \frac{P}{S}$; $\tan \phi$ принимается по указанию преподавателя.

4. Включить расчетную емкость для компенсации реактивной мощности потребителя и выбрать оптимальную надбавку трансформатора Т5 с учетом компенсации. Результаты занести в таблицу 2.22.

Таблица 2.22

Параметры режима напряжения с поперечной компенсацией реактивной мощности

Надбавка, %	Напряжение, В		Отклонение напряжения, %	
	Нагрузка, %			
	100	25	100	25
+5				
0				
-5				

Вывод: Оптимальная надбавка трансформатора Т5 до компенсации составляет% (табл. 2.20), а после компенсации —% (табл. 2.22).

6. Улучшить режим напряжения в точке 5 продольной компенсацией. Для этого необходимо выключить выключатель „В”, закорачивающий емкость продольной компенсации. Начинать компенсацию необходимо при максимальной емкости конденсаторов. Уменьшая емкость конденсаторов, следует добиться оптимального режима напряжения потребителя в точке 5. Результаты измерений занести в таблицу 2.23.

Таблица 2.23

Параметры режима напряжения с продольной компенсацией реактивной мощности

Режим	Емкость, мкФ	Напряжение у потребителя, В		Отклонение напряжения, %	
		Нагрузка, %			
		100	25	100	25
До компенсации	0				
После компенсации	60				
	100				
	160				
	200				
	260				
	300				
	360				

Вывод. Оптимальная емкость продольной компенсации составляет ...мкФ.

Содержание отчета.

1. Электрическая схема лабораторной установки (рис. 2.35).
2. Результаты опытов и расчеты (таблицы 2.20; 2.21; 2.22; 2.23), а также выводы.

С Т1 057 653

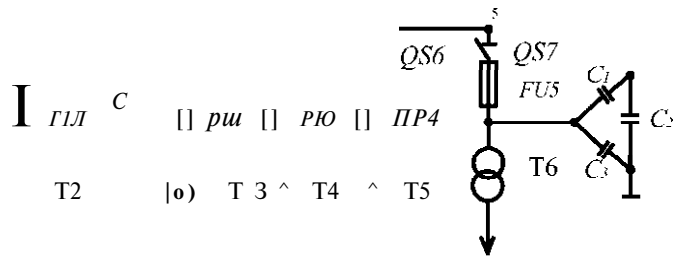


Рис. 2.35. Электрическая схема лабораторной установки

Контрольные вопросы.

1. Каковы основные методы регулирования напряжения в сельских электрических сетях?
2. Какое принципиальное различие имеется между продольной компенсацией и поперечной емкостной компенсацией?
3. Какими преимуществами и недостатками обладают продольная и поперечная компенсации?
4. Как влияет коэффициент мощности нагрузки на эффективность продольной и поперечной компенсаций?
5. Почему поперечная компенсация реактивной мощности влияет на режим напряжения сети?
6. Как влияет ток нагрузки на величину подъема напряжения при продольной компенсации?

Работа 4.

ИССЛЕДОВАНИЕ РЕЖИМА НАПЯЖЕНИЯ СЕЛЬСКОЙ РАДИАЛЬНОЙ СЕТИ И ВЫБОР НАДБАВОК У ТРАНСФОРМАТОРА

Цель работы. Изучить метод определения допустимой потери напряжения в линии электропередачи по допустимым отклонениям напряжения у потребителей и научиться выбирать оптимальные надбавки у трансформаторов.

План работы:

1. Изучить способы регулирования напряжения в электрической сети.
2. Изучить методику построения таблиц отклонения напряжения.
3. На лабораторной установке, представляющей собой модель электрической сети, произвести экспериментальные исследования, определить допустимые потери напряжения в линиях напряжением 10 и 0,38 кВ с выбором оптимальных надбавок напряжения у трансформаторов.

Общие сведения. Электроснабжение сельского хозяйства осуществляется, главным образом, по радиальным электрическим сетям от районных трансформаторных подстанций, питаемых от мощных энергосистем. При этом линии высокого и низкого напряжений, как правило, оказываются протяженными и разветвленными.

Для обеспечения допустимых отклонений напряжения у потребителей, которые согласно ГОСТ 13109—97 составляют для сельских электрических установок $\pm 5\%$ от номинального напряжения, рекомендуется проводить мероприятия по улучшению напряжений.

При определении допустимых потерь напряжения следует учитывать влияние генераторов, трансформаторов, проводов линий на уровни напряжения у потребителей.

Генераторы электрических станций. Возможны два режима регулирования напряжения на генераторе.

Режим стабилизации, когда вне зависимости от нагрузки напряжение поддерживается неизменным. Его величина определяется по формуле:

$$U_{\Gamma}^{00} = U_{\Gamma}^{25} = +5 \dots +7,5 \% \quad (2.104)$$

Режим встречного регулирования. На шинах напряжением 6-20 кВ подстанций, к которым присоединены распределительные сети, устройства регулирования напряжения должны обеспечивать поддержание напряжения в пределах не ниже 105 % номинального в период наибольших нагрузок и не выше 100 % номинального в период наименьших нагрузок этих сетей, т. е.

$$U_{\Gamma}^{100} = \pm 5 \quad \text{или} \quad 0 \quad (2.105)$$

Трансформаторы. При прохождении тока через обмотки трансформатора наблюдается потеря напряжения. Для трансформатора коэффициент трансформации выбран таким образом, чтобы при подведении к основному выводу первичной обмотки номинального напряжения в режиме холостого хода напряжение на вторичной обмотке на 5 % превышало номинальное напряжение сети (т. е. имеет место постоянная надбавка +5 %). Обмотки понижающих трансформаторов со стороны первичного напряжения имеют дополнительные ответвления, предназначенные для изменения коэффициента трансформации персоналом в пределах от -5 % до +5 % (с интервалом 2,5 %). Переключение осуществляется с помощью переключателя без возбуждения ПБВ.

Постоянная и регулируемая (переменная) надбавки в сумме позволяют изменять вторичное напряжение в пределах от 0 до ±10 %, (т. е. -5 %; -2,5 %; 0 %; +2,5 %; +5 %).

Трансформаторы с регулировкой под нагрузкой могут иметь переменную надбавку (2,5 % и другие, в частности, 1,5 %, 1,78 %), а также различные пределы регулирования.

Выбор соответствующих ответвлений на трансформаторах подстанций осуществляется как при проектировании, так и при эксплуатации сельских электрических сетей.

При эксплуатации сетей нужно ответвление и, следовательно, соответствующую надбавку выбирают, исходя из уровня напряжения на шинах высшего напряжения подстанции в режиме минимальных и максимальных нагрузок.

При проектировании сельских распределительных сетей, когда действительные графики нагрузки установить трудно, для выбора ответвлений задаются двумя условными расчетными режимами: максимальным (100 % нагрузки) и минимальным (25 % нагрузки).

Для каждого из режимов находят уровни напряжения на шинах трансформаторов и подбирают соответствующую надбавку (ответвление), удовлетворяющую условию допустимых отклонений напряжения (±5 %).

Указания по выполнению работы. В работе исследуются режимы схемы, питающейся от сельской электрической станции с генераторами 2, работающими в блоке с повышающими трансформаторами Т1, которые через масляные выключатели В1 и разъединители подключены к шинам высокого напряжения 10 кВ (рис. 2.36).

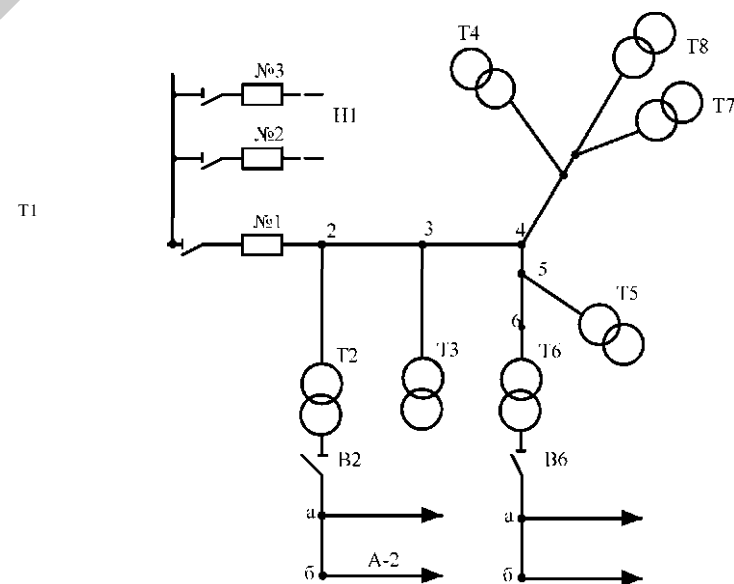


Рис. 2.36. Схема сетей района

От шин электрической станции отходят три линии напряжением 10 кВ к потребительским понижающим трансформаторам 10/0,38 кВ сельскохозяйственного района, расположенным обычно на значительном расстоянии от питательного пункта (в радиусе

15...20 км). На схеме подробно показана только линия №1, на примере которой проводятся исследования.

От потребительских трансформаторных подстанций отходят низковольтные линии с ближайшим от ТП потребителем «а» и удаленным «б», который обычно находится в конце самой протяженной линии низкого напряжения. Исследование сети проводится на примере двух ТП (Т2 и Т6). Исследования режимов работы трехфазной сети сельскохозяйственного района проводят на модели, смонтированной по однофазной схеме замещения (рис. 2.37).

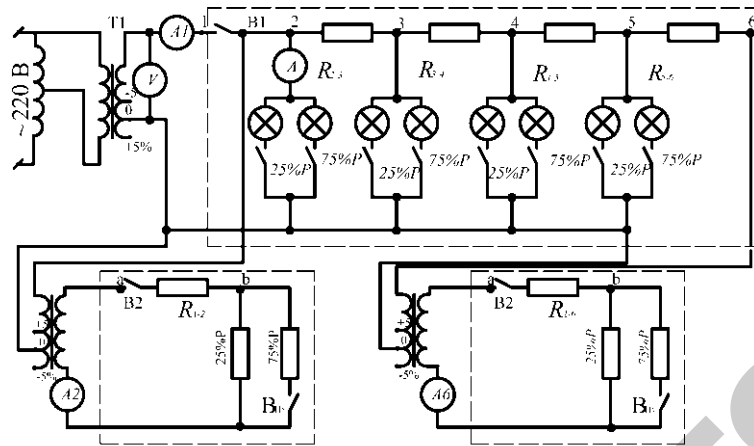


Рис. 2.37. Схема электрическая лабораторной установки

Модель содержит следующие элементы:

- 1) лабораторный автотрансформатор (ЛАТР), имитирующий источник питания (генератор 2);
- 2) повышающий трансформатор Т1 (с коэффициентом трансформации 105/100В и отпайками -5 %, 0 %, +5 %), имитирующий силовой трансформатор блока;
- 3) трансформаторы Т2 и Т6 (с коэффициентом трансформации 100/105 В и отпайками +5 %, 0 %, -5 %), имитирующие соответственно потребительские понижающие трансформаторы Т2 и Т6;
- 4) сопротивления (R) и лампы, имитирующие соответственно сопротивления участков линии и нагрузки.

Порядок выполнения работы.

1. Собрать схему, представленную на рисунке 2.37.
2. Установить одну из надбавок на трансформаторах Т2 и Т6.

3. Установить автотрансформатором заданный преподавателем режим на шинах питающей подстанции и поддерживать его постоянным на протяжении опыта.

4. Включить соответствующую нагрузку:

- а) 100 % — максимальный режим (включить все выключатели);
- б) 25 % — минимальный режим (отключить выключатели, соответствующие нагрузке 75 %).

5. Замерить соответствующие напряжения. Данные замеров занести в таблицу 2.24. Опыт провести для всех надбавок (0 %; +5 %; +10 %) трансформаторов Т2 и Т6 при максимальной и минимальной нагрузках.

6. По данным таблицы 2.24 определить отклонения напряжения (%), отнесенные к номинальному значению на шинах питающей подстанции, в конце высоковольтной и низковольтной линий. За номинальное напряжение на шинах питающей подстанции следует принять напряжение, заданное преподавателем, а номинальное напряжение потребителя — 123 В.

После анализа данных таблицы 2.24, следует выбрать оптимальный вариант надбавок трансформаторов, при котором отклонение напряжения максимально приближается к допустимому значению (± 5 %).

Таблица 2.24

Результаты опытов

Места измерения напряжения	Т2						Т6					
	Нагрузка, %											
	1 0 0			2 5			100			25		
	Надбавки трансформаторов											
	0	+5	+10	0	+5	+10	0	+5	+10	0	+5	+10
Шины питающей станции												
Конец высоковольтной линии												
Начало низковольтной линии												
Конец низковольтной линии												

Данные этого варианта занести в таблицу 2.25.

Таблица 2.25

Таблица отклонений напряжения

Элемент установки	Т2		Т6	
	Нагрузка, %			
	100	25	100	25
Шины питающей подстанции				
ЛЭП высокого напряжения				
Понижающий трансформатор:	а) надбавки			
	б) потери			
ЛЭП низкого напряжения				
Отклонение напряжения у потребителя				

Содержание отчета.

1. Схема сетей района.
2. Таблицы замеров напряжений.
3. Таблица отклонений напряжения для выбора целесообразного варианта надбавок трансформаторов.

Контрольные вопросы.

1. Для чего применяется регулирование напряжения?
2. В чем заключается регулирование напряжения трансформаторами?
3. Чем отличаются надбавки понижающих трансформаторов от надбавок повышающих трансформаторов?
4. Что такое отклонение напряжения?
5. Как составляются таблицы отклонения напряжений?
6. Как по экспериментальным данным определить потери напряжения на участках сети и в трансформаторах?

РАЗДЕЛ 3. РАСЧЕТ ТОКОВ КОРОТКОГО ЗАМЫКАНИЯ

Практические занятия

3.1. Общие сведения о коротких замыканиях

Электрические сети трехфазного тока могут работать с заземленной и с изолированной нейтралью. Режим работы сети зависит от класса напряжения. Сети напряжения 380 В выполняются четырехпроводными, т. е. кроме трехфазных проводов существует также и нулевой провод. Он заземлен в начале и в конце линии, а также в промежуточных точках. Таким образом, сети напряжением 380 В сооружают с глухозаземленной нейтралью. Сети напряжением 110 кВ и выше выполняют трехпроводными, однако нейтраль всех или части трансформаторов заземляют (т. е. получают сети с глухозаземленной нейтралью).

Сети напряжением 6, 10, 20 и 35 кВ выполняют трехпроводными. Однако от земли нейтраль трансформаторов изолирована. Лишь в отдельных случаях она может быть соединена с землей через значительное индуктивное сопротивление.

Одним из видов повреждений в электрических сетях являются короткие замыкания. Коротким замыканием называется всякое, не предусмотренное нормальными условиями работы замыкание между фазами, а также замыкания одной или нескольких фаз на землю или нулевой провод (в сетях с заземленной нейтралью).

В сетях с изолированной нейтралью замыкание одной из фаз на землю не является коротким замыканием. Однако одновременное замыкание на землю двух или трех фаз является коротким замыканием.

В системах с заземленной нейтралью бывают трехфазные, двухфазные и однофазные короткие замыкания. В системах с изолированной нейтралью - трехфазные, двухфазные и однофазные на землю. Возможны различные сочетания и комбинации этих видов коротких замыканий. Помимо коротких замыканий в одной точке могут одновременно наблюдаться короткие замыкания в различных точках сети.

Причинами коротких замыканий являются повреждения изоляции и неправильные действия обслуживающего персонала.

При коротком замыкании резко уменьшается общее сопротивление электрической системы. Это приводит к увеличению токов, протекающих по отдельным элементам электрической установки, а также к снижению напряжения (особенно вблизи от места аварии).

Увеличение токов вызывает нагрев токоведущих частей, а также ведет к механическому повреждению элементов электроустановок из-за возникающих электродинамических усилий. Снижение напряжения отрицательно сказывается на работе потребителей, а также может привести к нарушению устойчивой работы системы.

Расчет токов короткого замыкания производят для решения следующих основных задач [12, 13, 14, 15]:

- выбора схемы электрических соединений, ее оценки и сопоставления с другими схемами;
- выявления условий работы потребителей в аварийных режимах;
- выбора аппаратов электроустановок и проверки проводников по условиям их работы при коротких замыканиях;
- проектирования защитных заземлений;
- определения влияния линий электропередачи на провода связи;
- подбора характеристик разрядников;
- проектирования и настройки релейных защит;
- анализа аварий в электроустановках.

Расчет токов короткого замыкания производят методами именованных или относительных единиц.

1. Метод именованных единиц. Он используется при расчете токов короткого замыкания сравнительно простых электрических схем с небольшим числом ступеней трансформации, а также в сетях напряжением 380/220 В.

2. Метод относительных единиц. Его удобнее использовать при расчете токов короткого замыкания в сложных электрических сетях с несколькими ступенями трансформации.

3.2. Порядок расчета токов короткого замыкания

Расчет токов короткого замыкания ведется в следующей последовательности:

1. Выбирают расчетную схему. Для расчета используют принципиальную электрическую схему первичной коммутации. Рассматривается та часть энергосистемы, в которой необходимо определить ток короткого замыкания. Схему составляют в однолинейном исполнении. В нее включают генераторы, трансформаторы, линии электропередачи и другие элементы, соединяющие источники питания с точкой короткого замыкания. Каждому элементу схемы присваивается порядковый номер. При этом указываются номинальные данные элемента.

Затем определяется расчетный режим системы, обеспечивающий максимальные или минимальные токи короткого замыкания, выбираются расчетная точка (на шинах подстанции, в конце линии и т. д.) и расчетный вид короткого замыкания (трехфазное, двухфазное, однофазное), а также расчетный момент времени переходного процесса ($I = 0$ с; $I = 2,5$ с и т. д.). Для проверки высоковольтных аппаратов подстанции на термическую и динамическую устойчивости необходимо знать наибольшее значение тока короткого замыкания. В этом случае расчетными условиями являются следующие: все источники питания включены; короткое замыкание произошло в месте установки аппаратов; вид короткого замыкания такой, при котором ток будет иметь наибольшее значение; время короткого замыкания равно $I = 0$. Для оценки чувствительности релейной защиты расчетные условия должны быть такие, при которых токи короткого замыкания имеют минимальные значения.

2. Составляют схему замещения. Для этого все элементы расчетной схемы заменяются электрическими сопротивлениями, а для источников питания указывается значение ЭДС.

В установках напряжением выше 1 кВ учитывают сопротивление генераторов и компенсаторов, крупных электродвигателей, трансформаторов и автотрансформаторов, реакторов, воздушных и кабельных линий.

Следует отметить, что электрические аппараты (выключатели, разъединители и др.), а также соединительные кабели и шины распределительных устройств имеют небольшие сопротивления и поэтому они не учитываются.

Кроме того, не учитывается и активное сопротивление элементов цепей напряжением выше 1 кВ, так как оно невелико по сравнению с их индуктивным сопротивлением. Однако активное сопротивление воздушных линий с проводами малых сечений, а также протяженных кабельных линий учитывать следует. Обычно активное сопротивление цепи короткого замыкания целесообразно учитывать тогда, когда оно больше $1/3$ индуктивного сопротивления той же цепи.

В установках напряжением до 1 кВ учитываются индуктивные сопротивления всех вышеперечисленных элементов, а также кабелей и шин длиной 10...15 м и более, первичных обмоток трансформаторов тока (многовитковых), катушек максимальных расцепителей автоматов, контактов рубильников и автоматов. Можно не учитывать те элементы цепи, суммарное влияние сопротивлений которых на величину полного сопротивления цепи не превышает 10 %.

Активное сопротивление элементов напряжением до 1 кВ следует учитывать, поскольку оно относительно велико по сравнению с их индуктивным сопротивлением.

Номинальные напряжения элементов схемы замещения заменяют средними, т. е. значения номинальных напряжений увеличивают на 5 %. В результате этого получают следующую шкалу напряжений: 0,23; 0,4; 6,3; 10,5; 37; 115 кВ и т. д.

В схеме замещения сопротивления записывают в виде дроби: в числителе указываются вид сопротивления и порядковый номер элемента, в знаменателе - значения сопротивления.

3. Преобразовывают схему замещения к простейшему виду. Используя известные из электротехники правила последовательного и параллельного сложения сопротивлений, их преобразовывают и получают одно результирующее, с одной стороны которого находится источник питания, с другой - точка короткого замыкания.

4. Выбирают вид короткого замыкания. Он определяется целью расчета. Если необходимо знать максимальные значения токов, то в сетях напряжением 10 и 35 кВ таковыми являются токи трехфазного короткого замыкания, минимальными - двухфазного. В сетях с глухозаземленной нейтралью напряжением 110 кВ и выше, а также напряжением 380/220 В токи однофазного короткого замыкания могут быть больше трехфазного.

5. Определяют ток короткого замыкания. При этом в зависимости от цели расчета и расчетной схемы могут применяться различные методы расчета.

3.3. Определение сопротивлений схемы замещения и ее преобразование в простейший вид

Метод именованных единиц. Все элементы цепи короткого замыкания приводят к одному базисному напряжению ($Ц^б$). За базисное напряжение принимают среднее номинальное напряжение той ступени сети, где находится точка короткого замыкания.

Тогда сопротивления элементов схемы замещения (в Ом), приведенные к базисному напряжению, определяют по следующим формулам:

1) для системы -

2) для генератора -

$$8$$

(3.2)

3) для трансформатора

$$2_{\tau} \quad 100 \quad 8_{нт} \quad ,$$

(3.3)

$$8^2$$

(3.4)

4) для реактора -

$$P \sim 100 \quad 73/,,$$

(3.6)

5) для асинхронного двигателя -

$$x_{\partial} =$$

(3.7)

6) для линий электропередачи

$$U_{н} \wedge$$

(3.8)

$$U_{н} \vee$$

(3.9)

где $8_{нс}$, $8_{нг}$, $8_{нт}$, $8_{нд}$ - номинальные мощности, соответственно, системы, генератора, трансформатора, электродвигателя, МВ-А;

x^*c , $x^{**}\&$ - индуктивные сопротивления системы и генератора, %;

$Ц^k$ - напряжение короткого замыкания трансформатора, %;

ЛРМ - потери мощности в обмотках трансформатора, кВт;

2_{τ} , Γ , x_{τ} - соответственно полное, активное и индуктивное сопротивления трансформатора, Ом;

индуктивное сопротивление реактора, %;

- номинальный ток реактора, кА;

$k^п$ -- кратность пускового тока электродвигателя в относительных единицах;

x^0 , Γ^0 - индуктивное и активное сопротивления одного километра линии, Ом/км;

l - длина линии, км;

$Ц^н$ - номинальное напряжение линии, кВ.

Средние значения сверхпереходных индуктивных сопротивлений источников питания x^{**i} приведены в таблице 3.1.

Таблица 3.1

Средние значения сверхпереходных индуктивных сопротивлений источников питания

Источники питания	x^{**i}
Турбогенератор	0,125
Гидрогенератор (явнополюсный): с успокоительной обмоткой	0,2
без успокоительной обмотки	0,27
Синхронный компенсатор	0,16
Синхронный и асинхронный двигатели	0,2

Метод относительных единиц. При расчете в относительных единицах все величины, входящие в расчет (сопротивления, токи, напряжения, мощности), выражаются в долях единицы или процентах по отношению к некоторым соответствующим величинам, принятым в качестве основных или базисных. Поскольку эти величины взаимосвязаны между собой законом Ома, то достаточно задать только двумя величинами. Обычно задаются базисной мощностью $8^б$ и базисным напряжением $Ц^б$.

Значение базисной мощности принимают произвольно. Как правило, принимают величину, удобную для вычисления, которая равна 100 МВ-А. Иногда удобно принимать базисную мощность, равную сумме номинальных мощностей генераторов, от которых определяется ток короткого замыкания ($8^б = \wedge 8_{нт}$).

За базисное напряжение принимается среднее напряжение, т. е. номинальное, умноженное на 1,05 той ступени трансформации, где

находится расчетная точка короткого замыкания. Таким образом, в системе имеют место столько же базисных напряжений, сколько имеется ступеней трансформации.

Сопротивление схемы замещения в относительных единицах определяют по следующим формулам:

1) для системы

$$X_0 = \frac{U_{к.с.}}{I_{к.с.}} \quad (3.10)$$

где $I_{к.с.}$ - мощность короткого замыкания в точке присоединения электроустановки к системе;

2) для генератора

$$X_{*г} = \frac{U_{н.н.}}{I_{н.н.}} \cdot \frac{S_{н.н.}}{S_{б.г.}} \quad (3.11)$$

3) для трансформатора

$$X_{*т} = \frac{U_{н.н.}}{I_{н.н.}} \cdot \frac{S_{н.н.}}{S_{б.т.}} \quad (3.12)$$

4) для реактора

$$X_{*р} = \frac{U_{н.н.}}{I_{н.н.}} \cdot \frac{S_{н.н.}}{S_{б.р.}} \quad (3.13)$$

где $I_{б.г.}$ - базисный ток;

5) для линий (воздушных, кабельных)

$$X_{*л} = \frac{U_{н.н.}}{I_{н.н.}} \cdot \frac{S_{н.н.}}{S_{б.л.}} \quad (3.14)$$

$$X_{*л} = \frac{U_{н.н.}}{I_{н.н.}} \cdot \frac{S_{н.н.}}{S_{б.л.}} \cdot \frac{L}{U_{ср}^2} \quad (3.15)$$

где $U_{ср}$ - среднее напряжение ступени (принимается $U_{ср} = 1,05 U_{н.н.}$), кВ.

Преобразование схемы замещения. Приведение схемы замещения к простейшему виду производится с помощью использования известных из электротехники методов преобразования.

1. При последовательном соединении сопротивлений схемы замещения (рис. 3.1) ее результирующее (суммарное) сопротивление будет равно их сумме и определяться по формуле:

$$X_{*рез} = X_{*1} + X_{*2} + \dots + X_{*n} \quad (3.16)$$

Рис. 3.1. Последовательное соединение сопротивлений

2. При параллельном соединении сопротивлений (рис. 3.2) результирующее сопротивление будет определяться по формуле:

$$\frac{1}{X_{*рез}} = \frac{1}{X_{*1}} + \frac{1}{X_{*2}} + \dots + \frac{1}{X_{*n}} \quad (3.17)$$

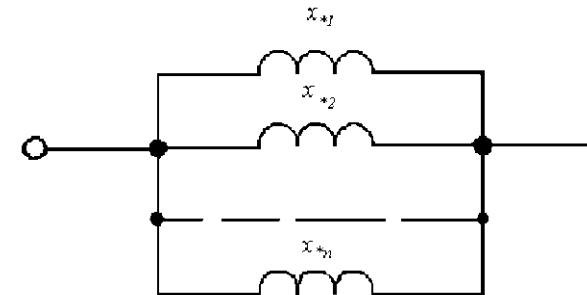


Рис. 3.2. Параллельное соединение сопротивлений

3. При преобразовании схемы замещения сопротивления, соединенные в звезду, бывает их необходимо преобразовать в эквивалентный треугольник и наоборот (рис. 3.3).

При преобразовании схемы сопротивлений, соединенных в треугольник, в эквивалентную звезду сопротивление звезды определяется по (3.18):

$$X_{*1} = \frac{X_{*12} X_{*31}}{X_{*12} + X_{*23} + X_{*31}} ;$$

$$X_{*2} = \frac{X_{*12} X_{*23}}{X_{*12} + X_{*23} + X_{*31}} ;$$

$$X_{*3} = \frac{X_{*23} X_{*31}}{X_{*12} + X_{*23} + X_{*31}} ;$$
(3.18)

При преобразовании сопротивлений, соединенных в звезду, в эквивалентный треугольник сопротивления стороны треугольника находят по (3.19):

$$X_{*12} = X_{*1} + X_{*2} + \frac{X_{*1} X_{*2}}{X_{*3}} ;$$

$$X_{*23} = X_{*2} + X_{*3} + \frac{X_{*2} X_{*3}}{X_{*1}} ;$$

$$X_{*31} = X_{*3} + X_{*1} + \frac{X_{*3} X_{*1}}{X_{*2}} ;$$
(3.19)

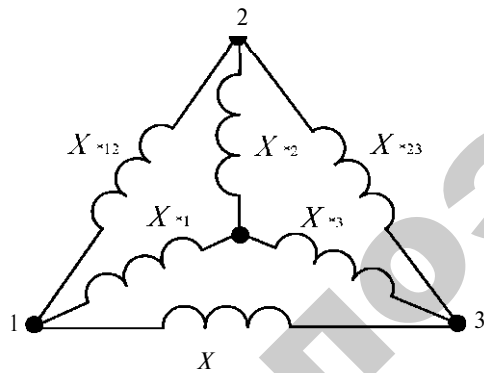


Рис. 3.3. Преобразование треугольника сопротивлений в эквивалентную звезду и наоборот

После упрощения схемы получают одно результирующее сопротивление $X_{*рез}$. Если в расчете учитываются активные сопротивления, то необходимо получить результирующее активное сопротивление $r_{*рез}$. В этом случае находят полное результирующее сопротивление по формуле:

$$X_{*рез} = \frac{L}{r_{*рез}} \cdot r_{*рез} \quad (3.20)$$

3.4. Определение токов короткого замыкания в сети, питающейся от мощной энергосистемы

При коротких замыканиях происходит нарушение режимов работы электрической системы. По мере удаления точки короткого замыкания от электростанции это замыкание все меньше сказывается на режимах работы генераторов. Начиная с определенной электрической удаленности, сопротивлениями генераторов можно пренебречь и считать, что рассматриваемая сеть присоединена к точке, напряжение которой в процессе короткого замыкания не меняется. В этом случае считается, что сеть присоединена к источнику неограниченной мощности ($Y^c = \infty$) внутреннее сопротивление которого равно нулю ($r^c = 0$).

При питании от системы бесконечной мощности сверхпереходный ток (I'') равен переходному (I') и установившемуся (I^0) и его называют током короткого замыкания (I^k), т. е.

$$I'' = I' = I^0 = I^k \quad (3.21)$$

Порядок расчета.

1. Составляют схему замещения для исходной расчетной схемы.
2. Определяют сопротивления элементов схемы, например, в относительных единицах по формулам (3.10...3.15).

Если известно лишь напряжение шин, к которым присоединена рассматриваемая сеть, то сопротивление системы принимают $X^c = 0$. Если известна мощность короткого замыкания в точке присоединения, то по формуле (3.1) или (3.10) определяется сопротивление системы и оно учитывается в результирующем сопротивлении, т. е.

$$X_{*рез} = X_{*c} + E^X \cdot r_{*вн} \quad (3.22)$$

где $\hat{X}^{вн}$ - суммарное внешнее сопротивление всех элементов сети.

3. Определяют токи короткого замыкания по формулам:

а) трехфазный ток -

$$I_{к3} = \frac{S_{нп}}{\sqrt{3} U_{нп}} \quad (3.23)$$

б) ударный ток

$$I_{уд} = k_{уд} I_{к3} \quad (3.24)$$

где $k_{уд}$ - ударный коэффициент.

Для сельских электрических сетей, которые питаются от мощных энергосистем, при коротких замыканиях на шинах низкого напряжения подстанции напряжением 110 кВ и выше ударный коэффициент $k_{уд} = 1,8$. При коротких замыканиях на шинах напряжением 10 и 35 кВ подстанции с высшим напряжением 35 кВ $k_{уд} = 1,5$. При коротких замыканиях в сетях 10 и 0,38 кВ ударный коэффициент $k_{уд} = 1$.

4. Определяют мощность трехфазного короткого замыкания по формуле:

$$S_{к3} = \frac{U_{нп}^2}{X_{*рез}} \quad (3.25)$$

или

$$S_{к3} = \frac{U_{нп}^2}{X_{*рез}} \quad (3.26)$$

Пример 1. Определить ток короткого замыкания, ударный ток и мощность короткого замыкания на шинах подстанции напряжением 10/0,4 кВ и в конце отходящей линии 380 В (в точках К1, К2, К3).

Линия напряжением 35 кВ выполнена проводом марки АС-70 и имеет длину $l_1=10$ км. Линия напряжением 10 кВ выполнена проводом марки АП-35 и имеет длину $l_2=6$ км. Линия напряжением 380 В выполнена проводом марки АС-35 и имеет длину $l_3=0,5$ км. Трансформатор напряжением 35/10 кВ имеет мощность $S_{нп1}=2500$ кВ-А, напряжение короткого замыкания $S_{к1}=6,5\%$. Трансформатор напряжением 10/0,4 кВ имеет мощность $S_{нп23}=2 \times 250$ кВ-А, напряжение короткого замыкания $7_{к2}=4,5\%$. Мощность короткого замыкания в точке присоединения линии 35 кВ к системе $Y_{к1}=400$ МВ-А. Расчетная схема представлена на рисунке 3.4.

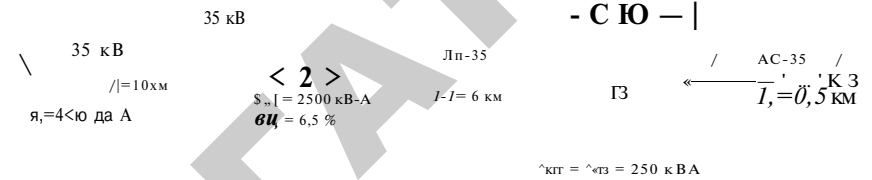


Рис. 3.4. Расчетная схема

Решение.

1. На основании расчетной схемы строим схему замещения (рис. 3.5). Все ее элементы заменяем сопротивлениями. Поскольку активные сопротивления линий малы (кроме ВЛ 380 В), то ими можно пренебречь.

2. Расчет будем вести в относительных единицах. Примем базисную мощность $Y_б = 100$ МВ-А, базисное напряжение в точке К1 $U_{б1} = 10,5$ кВ, в точках К2 и К3 $U_{б2} = U_{б3} = 0,4$ кВ.

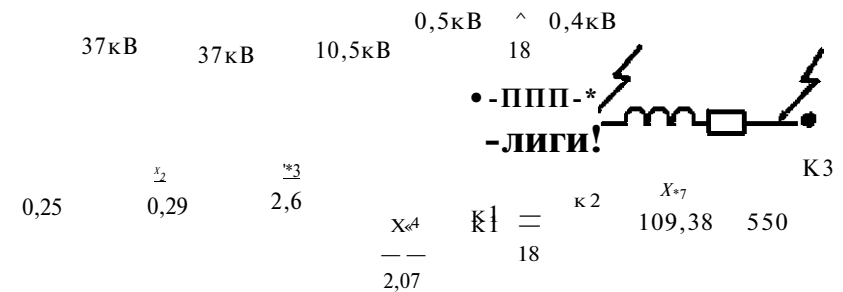


Рис. 3.5. Схема замещения

3. Определим относительные базисные сопротивления элементов схемы и нанесем их на схему замещения.

Реактивное сопротивление системы

$$X_c^n = X_{к1}^* = \frac{U_{б1}^2}{Y_{к1}} = \frac{10,5^2}{400} = 0,25$$

Реактивное сопротивление линии напряжением 35 кВ

$$X = \frac{0,4 \cdot 10 \cdot 100}{100} = 0,29$$

где X_0 - реактивное сопротивление одного километра линии ($X_0 = 0,4$ Ом/км);

E_6 - базисное напряжение ВЛ 35 кВ ($E_6 = 37$ кВ).

Реактивное сопротивление трансформатора напряжением 35/10 кВ

$$X_{T1}^1 = X_3^* = \frac{A \cdot M}{100 \cdot Y_{HT1}} = \frac{100}{100 \cdot 2,5} = 2,6$$

Реактивное сопротивление линии напряжением 10 кВ

$$X_{L2}^* = X_{*4} = \frac{0,38 \cdot 6 \cdot 100}{10 \cdot 52} = 2,07$$

Реактивное сопротивление трансформатора напряжением 10/0,4 кВ

$$X_5 = \frac{E_6}{100 \cdot Y_{HT}} = \frac{37}{100 \cdot 0,25} = 1,8$$

Реактивное сопротивление линии напряжением 0,38 кВ

$$X_{E6} = \frac{Y_6}{0,4^2} = 100$$

Активное сопротивление линии напряжением 0,38 кВ

$$r_{Л3}^0 = r_{*7} = \frac{2 \cdot 10^3 \cdot r_{*2}}{E_6^2} = \frac{1,76 \cdot 0,5 \cdot 10^3}{0,4^2} = 550$$

где $r_0 = 1,76$ Ом/км - активное сопротивление одного километра линии с проводом АС-35.

4. Преобразуем схему и приведем ее к простейшему виду. Определим результирующие сопротивления до точек короткого замыкания.

Результирующее сопротивление до точки К1

$$X^*_{PE31} = X^*1 + X^*2 + X^*3 + X^*4 = 0,25 + 0,29 + 2,6 + 2,07 = 5,21$$

Результирующее сопротивление до точки К2

$$X^*_{PE32} = X^*1 + \frac{18^2}{18 + 18} = 5,21 + 18 = 14,21$$

Результирующее сопротивление до точки К3 будет следующим:

а) реактивное -

$$X^*_{PE33} = X^*_{PE32} + X^*7 = 14,21 + 109,38 = 123,59$$

б) полное -

$$Z^*_{PE33} = \sqrt{X^*_{PE33}^2 + Y^*_{PE33}^2} = \sqrt{123,59^2 + 550^2} = 563,7$$

5. Определим базисные токи:

а) в точке К1

$$I_6 = \frac{100}{1,73 \cdot 10,5} = 5,5 \text{ кА}$$

б) в точке К2

$$I = \frac{I_6}{\sqrt{3} \cdot E_2^{1,73 \cdot 0,4}} = \frac{100}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 144 \text{ кА}$$

в) в точке К3

$$I_{K3} = I_{K2} = 144 \text{ кА}$$

6. Определим токи и мощность короткого замыкания:

В точке К1

$$I^1 = I \cdot \frac{E_6}{X_{PE31}} = \frac{144}{5,21} = 1,05 \text{ кА}$$

$$I_{K1} = I_{K2} = 1,41 - 1,05 = 1,48 \text{ кА}$$

$$P_{K1} = \frac{E_6^2}{X_{PE31}} = \frac{37^2}{5,21} = 19,9 \text{ МВ} \cdot \text{А}$$

В точке К2

$$I_{K2} = I_{00} = \frac{162}{x_{*рез2}} = \frac{144}{14,21} = 10,2 \text{ кА};$$

$$I_{y2} = 42 \text{ кА} \cdot 1_{K2} = 1,41 - 1 - 10,2 = 14,38 \text{ кА};$$

$$S_{K2} = \frac{L_{00}}{14,21} = 7,04 \text{ МВ} \cdot \text{А}.$$

В точке К3

$$I_{K3} = I_{ш} = \frac{163}{x_{*рез3}} = \frac{144}{563,7} = 0,26 \text{ кА};$$

$$I_{y3} = 42 \text{ кА} \cdot 1_{K3} = 1,41 - 1 - 0,26 = 0,36 \text{ кА};$$

$$S_{K3} = \frac{L_{00}}{563,7} = 0,18 \text{ МВ} \cdot \text{А}.$$

3.5. Определение тока короткого замыкания по расчетным кривым

Иногда (например, при выборе электрооборудования, расчете релейной защиты) необходимо знать ток короткого замыкания в любой момент времени I только в ветви, непосредственно связанной с точкой короткого замыкания. Для этого надо знать ЭДС (E) генератора и его индуктивное сопротивление для данного момента времени. Определить величину $E(t)$ очень сложно. Поэтому при инженерных расчетах значение периодической слагающей тока короткого замыкания в различные моменты короткого замыкания определяют по специальным расчетным кривым. Они представляют собой зависимость периодической слагающей тока короткого замыкания от расчетного сопротивления для различных моментов времени (от нуля до бесконечности).

Такие кривые для турбогенераторов и гидрогенераторов, с автоматическими регуляторами возбуждения (АРВ) и без них приводятся в справочной литературе [8].

Порядок расчета.

1. Задаются базисной мощностью S^* и базисным напряжением Цб.
2. Составляют схему замещения для исходной расчетной схемы. Генераторы входят в эту схему сверхпереходными сопротивлениями X^* . При этом нагрузку не учитывают (учитывают только крупные электродвигатели и синхронные компенсаторы, расположенные вблизи от точки короткого замыкания).

3. Определяют сопротивления элементов схемы (например, в относительных единицах). Генераторы, входящие в схему и находящиеся в равных условиях, заменяют одним эквивалентным генератором. Его мощность определяется по формуле:

$$T_{8H} = 8_{H1} + 8_{H2} + \dots + 8_{Hn}, \quad (3.27)$$

где $8_{H1}, 8_{H2}, 8_{Hn}$ - номинальная мощность каждого отдельного генератора.

Если генераторы различного типа (турбогенераторы, гидрогенераторы), имеют разную удаленность от точки короткого замыкания, с АРВ и без АРВ, несоизмеримой мощности, то заменить эти генераторы одним нельзя. В подобных случаях выделяют отдельные ветви. Система неограниченной мощности выделяется в самостоятельную генерирующую ветвь.

4. Путем последовательных преобразований схему замещения приводят к простейшему виду и определяют $x_{*рез}$.

5. Расчетное сопротивление для каждой генерирующей ветви определяют по формуле:

$$x_{*расч} = x_{*рез} \cdot 18 - 86 \quad (3.28)$$

6. Если $x_{*расч} < 3$, то, используя полученное значение $x_{*расч}$, по соответствующим кривым (рис. 3.6), находят периодическую слагающую тока короткого замыкания $I_{ш}^*$ для нужного момента времени t .

Значение тока в именованных единицах (А, кА) определяют по формуле:

$$I = T \cdot I_{ш}^*, \quad (3.29)$$

2 X номинальный ток генерирующей ветви, приведен-

ный к среднему напряжению той ступени сети, где находится точка короткого замыкания (исрн).

Если $x_{расч}^* > 3$, то значение тока короткого замыкания для всех моментов времени будет постоянным и определяться по формуле:

$$I'' = D, = I_{к} = I X \quad (3.30)$$

Значение тока (как и при питании от системы бесконечной мощности) можно также определить по формуле (3.23):

$$I_{к} = \cdot \frac{1}{6}$$

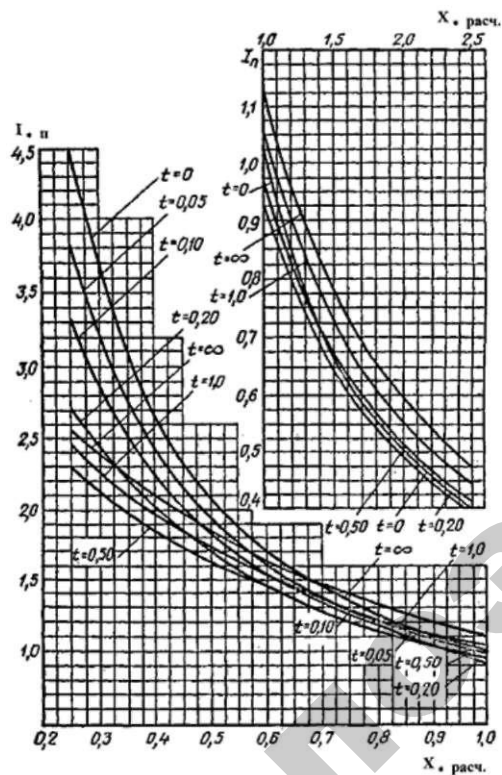


Рис. 3.6. Расчетные кривые изменения токов короткого замыкания для генераторов сельских электростанций с АРВ

7. Мощность короткого замыкания для момента времени t определяют по формуле:

$$(3.31)$$

а при $x_{расч}^* > 3$

$$I_{н} \quad (3.32)$$

Можно использовать и общую формулу (3.33):

$$(3.33)$$

Определение тока короткого замыкания по расчетным кривым, когда все генераторы объединяются в один с мощностью, равной сумме их мощностей, называется расчетом по общему изменению.

Пример 2. Определить по расчетным кривым токи трехфазного короткого замыкания для моментов времени $t = 0; 0,2; 0,5; 1$ с и да в точке К при наличии у генератора автоматического регулятора напряжения (АРН).

Параметры элементов схемы электроснабжения приведены на расчетной схеме (рис. 3.7).

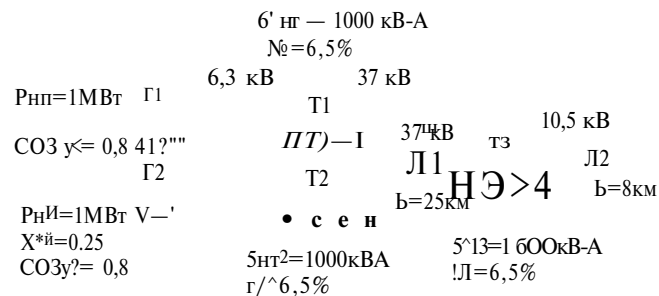


Рис. 3.7. Расчетная схема

Решение.

1. Расчет будем вести в относительных единицах. Примем базисную мощность $S^б = 100$ МВ-А, базисное напряжение в точке К $E^б = 10,5$ кВ.

2. Составим схему замещения (рис. 3.8). При этом активными сопротивлениями пренебрегаем.

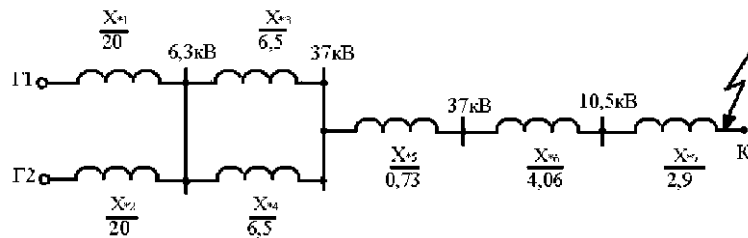


Рис. 3.8. Схема замещения

3. Определим сопротивления элементов схемы замещения:

а) для генераторов Г1 и Г2

$$x^*1=x^*2=x^*м = 0,25 \frac{100}{8 \cdot 1,25} = 20,$$

где $S_{нг} = \frac{P_{н.г.}}{\cos \varphi} = \frac{1}{0,8} = 1,25$ МВ-А — полная номинальная мощность генератора;

б) для трансформаторов Т1 и Т2

$$x^*3 = x^*4 = \frac{100}{100 \cdot 0,8} = 1,25$$

в) для линии Л

$$x^*5 = x^*6 = 0,4 \cdot 25 \cdot \frac{100}{37^2} = 0,73;$$

г) для трансформатора Т3

$$x^*7 = \frac{100}{100 \cdot 0,8} = 1,25$$

д) для линии Л2

$$x^*8 = x^*9 = \frac{100}{0,4 \cdot 8 \cdot 10,5^2} = 2,9.$$

4. Определим результирующее сопротивление.

$$x^*рез = x^*1 + x^*2 + x^*5 + x^*6 + x^*7 = 20 + 20 + 0,73 + 4,06 + 2,9 = 20,94.$$

5. Расчетное сопротивление определим по формуле (3.28):

$$x^*расч = x^*рез \cdot X^* = 20,94 \cdot \frac{100}{8^2} = 0,52.$$

6. Поскольку $x^*расч < 3$, то по кривым (рисунок 3.6) определяем значения $I^*п$ для заданных моментов времени. Результаты заносим в таблицу 3.2.

7. Значение токов в именованных единицах определяем по формуле (3.29).

$$I^*п = I_{пн} \cdot X_{нг} = 1,95 \cdot 0,13 = 0,25 \text{ кА},$$

$$I^*п = \frac{1,25}{1,73 \cdot 10,5} = 0,13 \text{ кА}.$$

$$I^*п = 0,2 = 1,62 \cdot 0,13 = 0,21 \text{ кА};$$

$$I^*п = 0,5 = 1,58 \cdot 0,13 = 0,2 \text{ кА};$$

$$I^*п = 1 = 1,65 \cdot 0,13 = 0,21 \text{ кА};$$

$$I^*п = 1,8 = 1,8 \cdot 0,13 = 0,23 \text{ кА}.$$

Результаты расчетов заносим в таблицу 3.2.

8. Определяем мощность короткого замыкания по формуле (3.31).

$$S^*п = S_{нг} \cdot X_{нг} = 1,95 \cdot 2,5 = 4,87 \text{ МВ-А};$$

$$S^*п = 0,2 = 1,62 \cdot 2,5 = 4,05 \text{ МВ-А};$$

$$S^*п = 0,5 = 1,58 \cdot 2,5 = 3,95 \text{ МВ-А};$$

$$S^*п = 1 = 1,65 \cdot 2,5 = 4,12 \text{ МВ-А};$$

$$S^*п = 1,8 = 1,8 \cdot 2,5 = 4,50 \text{ МВ-А}.$$

Результаты расчетов заносим в таблицу 3.2.

Таблица 3.2

Значения токов и мощностей короткого замыкания в различные моменты времени

Время, с	Значения токов короткого замыкания		Мощность короткого замыкания, МВ-А
	относит. ед.	кА	
0	1,95	0,25	4,87
0,2	1,62	0,21	4,05
0,5	1,58	0,20	3,95
1,0	1,65	0,21	4,12
да	1,80	0,23	4,50

3.6. Расчет токов короткого замыкания в точке, питающейся от разноудаленных источников

Если изменения периодической составляющей тока короткого замыкания от разных источников различны, что имеет место при различной удаленности электростанций от места короткого замыкания, при наличии в системе источника неограниченной мощности, при наличии в системе неоднородных источников (турбогенераторы и гидрогенераторы), то расчет ведут по индивидуальному изменению. Это значит, что ток короткого замыкания отдельно определяют для генераторов или для группы генераторов, находящихся примерно в равных условиях. Затем полученные величины складывают, что и дает значение тока в данной точке.

Если в системе электроснабжения имеется источник неограниченной мощности, то ток короткого замыкания от этого источника определяется отдельно, и прибавляется к току других источников.

Порядок расчета.

1. Задаются значениями базисной мощности $S^б$ и базисного напряжения $U^б$.
2. На основании расчетной схемы составляют схему замещения и определяют сопротивления всех ее элементов.
3. Путем последовательных преобразований, используя формулы (3.16...3.19), схему замещения приводят к виду двухлучевой.

Генераторы, находящиеся примерно в равных условиях, объединяют в однородные группы и определяют результирующее сопротивление каждой генерирующей ветви $x_{расч1}$ и $x_{расч2}$.

4. Расчетные сопротивления ветвей определяют по формулам:

$$x_{расч1} = \frac{1}{\frac{1}{x_{рез1}} + \frac{1}{x_{Н1}}} \quad (3.34)$$

$$x_{расч2} = \frac{1}{\frac{1}{x_{рез2}} + \frac{1}{x_{Н2}}} \quad (3.35)$$

где $I_{Н1}, I_{Н2}$ - суммарные номинальные мощности генераторов первой и второй генерирующих ветвей соответственно.

5. Определяют токи короткого замыкания от каждой генерирующей ветви в отдельности $I_{к1}$ и $I_{к2}$ по изложенным выше методам. Сумма этих токов дает действительное значение тока короткого замыкания в расчетной точке.

Величину тока короткого замыкания от источника неограниченной мощности (при его наличии в сети) можно определить отдельно и прибавить к значениям токов $I_{к1}$ и $I_{к2}$.

Пример 3. Определить ток трехфазного короткого замыкания в точке К, если питание предприятия осуществляется от ГЭС малой мощности и энергосистемы. Параметры элементов схемы электроснабжения приведены на расчетной схеме (рис. 3.9).

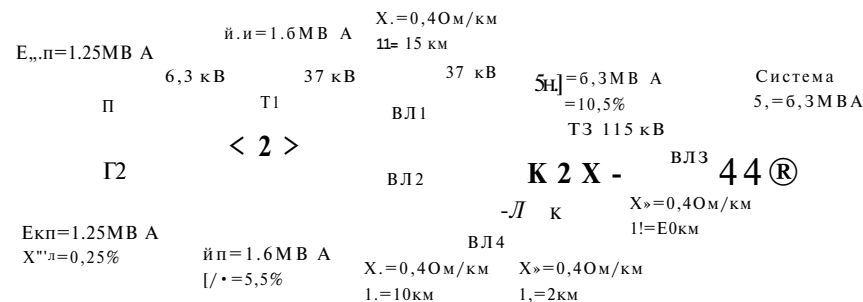


Рис. 3.9. Расчетная схема для определения токов короткого замыкания

Решение.

1. Принимаем следующие значения базисных величин: мощность $S_0 = 100 \text{ МВ-А}$, напряжения $E_0 = 115 \text{ кВ}$ и $E_0 = 37 \text{ кВ}$.

Расчет будем вести в относительных единицах.

2. Составим схему замещения (рис. 3.10) и определим сопротивления всех ее элементов. При этом пренебрегаем активными сопротивлениями.

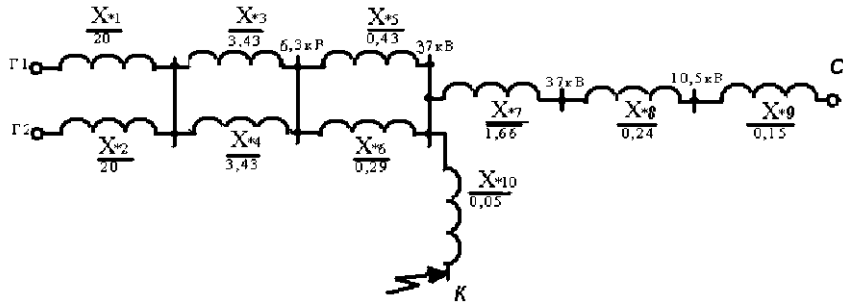


Рис. 3.10. Схема замещения

Для генераторов Г1 и Г2

$$X_{*1} = X_{*2} = x'' - \frac{A}{8n} = 0,25 - \frac{100}{1,25} = 20.$$

Для трансформаторов Т1 и Т2

$$\begin{matrix} \text{Ц} & 86 & 5,5 & 100 \\ 100 & 8 & 100 & 1,6 \end{matrix} \quad 3,43.$$

Для линии ВЛ1

$$x_{*5}^0 = x_0^{\wedge} - \frac{\delta}{E_0^2} = 0,4 - 15 - \frac{100}{37^2} = 0,43.$$

Для линии ВЛ2

$$x_{*6}^0 = x_0^0 / \frac{86}{E_0^2} = 0,4 - 10 - \frac{100}{37^2} = 0,29.$$

Для трансформатора Т3

$$x_{*7}^0 = \frac{4}{100} - \frac{A}{8n} = 10,5 - 100 = 1,66.$$

Для линии ВЛ3

$$x_{*8}^0 = x_0^{\delta} = 0,4 - 80 - \frac{100}{115^2} = 0,24.$$

Для системы

$$x_{*9}^0 = \frac{9}{8k} - \frac{100}{630} = 0,15.$$

Для линии ВЛ4

$$x_{*10}^0 = 0,4 - 2 - \frac{100}{37^2} = 0,05.$$

3. Преобразуем схему замещения и представим ее в простейшем виде. Поскольку генераторы имеют одинаковые параметры, то их можно объединить.

Тогда

$$x_{*11}^0 = \frac{x_{*1}^0}{2} + \frac{x_{*5}^0}{2} + \frac{x_{*6}^0}{2} = \frac{20}{2} + \frac{0,43}{2} + \frac{0,29}{2} = 11,87.$$

В этом случае систему и генераторы объединить нельзя.

Тогда

$$x_{*12}^0 = x_{*7}^0 + x_{*8}^0 + x_{*9}^0 = 1,66 + 0,24 + 0,15 = 2,05.$$

После упрощения схема замещения получила вид трехлучевой (рис. 3.11).

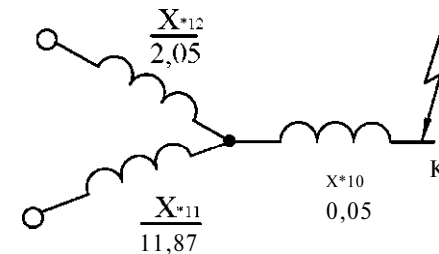


Рис. 3.11. Трехлучевая схема замещения

4. Преобразуем трехлучевую схему замещения в двухлучевую (рис. 3.12).

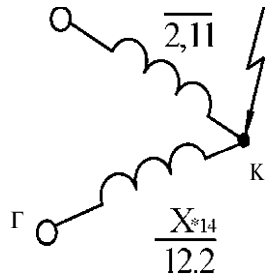


Рис. 3.12. Двухлучевая схема замещения

По формулам (3.19):

$$x^*_{13} = x^*_{12} + \frac{x^*_{12} \cdot x^*_{10}}{x^*_{10} + x^*_{12}} = \frac{2,05 \cdot 0,05}{2,05 + 0,05} = 0,047$$

$$x^*_{14} = x^*_{11} + x^*_{10} + \frac{x^*_{11} \cdot x^*_{10}}{x^*_{11} + x^*_{10}} = 11,87 + 0,05 + \frac{11,87 \cdot 0,05}{11,87 + 0,05} = 12,2$$

3. Определим расчетное сопротивление генерирующей ветви со стороны генераторов по формуле:

$$x^*_{расч14} = x^*_{рез14} \cdot \frac{X_{н.г.}}{8} = 12,2 \cdot \frac{2 - 1,25}{100} = 0,30$$

6. Определим токи короткого замыкания для моментов времени $t = 0; 0,5; \infty$ да:

а) от системы— по формуле (3.23):

$$I_{4=0} = I_{4=0,5} = I^*_{4=0} \cdot \frac{100}{x^*_{13}} = 4 \cdot \frac{100}{2,11} = 1,90 \text{ кА}$$

$$I_{4=0,5} = 1,56 \text{ кА}$$

л/3Ц 1,73 - 37

б) от генераторов— по кривым (рис. 3.6). При разных значениях I относительные значения токов будут равны:

$$I_{4=0} = 3,65$$

$$I_{4=0,5} = 2,05$$

Ток в именованных единицах (кА) от генераторов определяем по формуле (3.29):

$$I_{4=0} = I^*_{4=0} \cdot X_{н.г.} = 3,65 \cdot 0,22 = 0,80 \text{ кА}$$

$$I_{4=0,5} = I^*_{4=0,5} \cdot X_{н.г.} = 2,05 \cdot 0,22 = 0,45 \text{ кА}$$

$$I_{4=\infty} = I^*_{4=\infty} \cdot X_{н.г.} = 2,4 \cdot 0,22 = 0,52 \text{ кА}$$

где $X_{н.г.} = \frac{2 - 1,25}{1,73 - 6,3} = 0,22 \text{ кА}$ - суммарный номинальный ток генераторов.

Ток короткого замыкания в точке К равен сумме токов от системы и от генераторов.

Ток короткого замыкания в точке К равен сумме токов от системы и от генераторов.

$$I_{4=0} = I_{4=0} + I_{4=0} = 0,80 + 0,73 = 1,53 \text{ кА}$$

$$I_{4=0,5} = I_{4=0,5} + I_{4=0,5} = 0,45 + 0,73 = 1,18 \text{ кА}$$

$$I_{4=\infty} = I_{4=\infty} + I_{4=\infty} = 0,52 + 0,73 = 1,25 \text{ кА}$$

3.7. Расчет токов при несимметричном коротком замыкании

Токи трехфазного короткого замыкания являются симметричными. Токи двухфазного, двухфазного на землю и однофазного коротких замыканий - несимметричными.

Для выбора и проверки параметров релейной защиты и автоматики в системах электроснабжения предприятий необходимо знать токи несимметричных коротких замыканий. Основой расчета этих токов является метод симметричных составляющих, сущность которого заключается в том, что любую несимметричную систему векторов можно заменить тремя симметричными составляющими (прямой, обратной и нулевой последовательностей).

При расчете несимметричных и симметричных коротких замыканий предполагаем, что сопротивления всех трех фаз одинаковы, а насыщение магнитных систем не учитывается. Сопротивления элементов трехфазной цепи для разных последовательностей могут отличаться друг от друга.

Порядок расчета.

1. Для заданной расчетной схемы составляется схема замещения прямой, обратной и нулевой последовательностей.

Схема замещения прямой последовательности составляется аналогично схеме замещения для расчета трехфазного короткого замыкания. Эта схема содержит ЭДС прямой последовательности источников питания и составляющую прямой последовательности напряжения в месте короткого замыкания $E_{к1}$ (рис. 3.13, а).

Для всех элементов схемы замещения прямой последовательности индуктивные сопротивления соответствуют индуктивным сопротивлениям трехфазного короткого замыкания, т. е.

$$x_1 = x^{(3)}, \quad (3.36)$$

где x_1 - индуктивное сопротивления прямой последовательности;

$x^{(3)}$ - индуктивное сопротивление, которое принималось при расчете трехфазного короткого замыкания.

Схема замещения обратной последовательности (рис. 3.13, б) состоит из тех же элементов, что и схема замещения прямой последовательности, но при этом ЭДС генераторов в данном случае равна нулю. Сопротивления обратной последовательности линий, трансформаторов и реакторов соответственно принимают равными сопротивлениям прямой последовательности, т. е. $x_1 = x_2$. У синхронных машин сопротивления прямой и обратной последовательностей разные. Допускается принимать $X_2 = X''$. Для асинхронных электродвигателей сопротивление обратной последовательности можно считать равным сверхпереходному сопротивлению $X_2 = X'$.

Схему замещения нулевой последовательности (рис. 3.13, в) составляют при несимметричных коротких замыканиях на землю. Составление этой схемы следует начинать от точки, где возникла несимметрия, считая, что в этой точке все фазы замкнуты между собой и к ней приложено напряжение нулевой последовательности $E_{к0}$. Для получения замкнутой цепи для протекания токов нулевой последовательности, в схеме должна быть хотя бы одна заземленная нейтраль. Если нейтралей несколько, то полученные цепи включаются параллельно. Сопротивление, через которое заземлена нейтраль трансформатора (генератора, двигателя, нагрузки), должно вводиться в схему нулевой последовательности с утроенным значением.

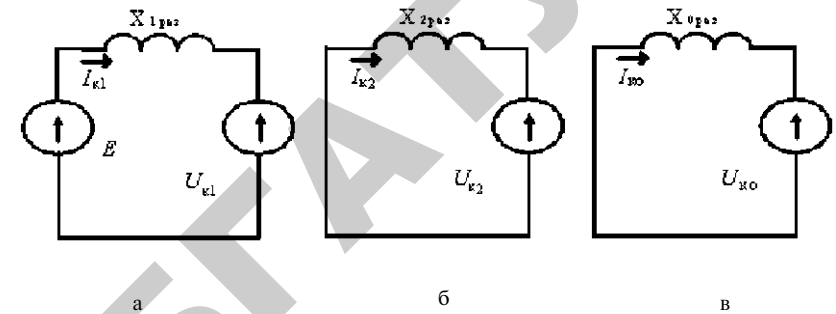


Рис. 3.13. Схемы замещения: прямой (а), обратной (б) и нулевой (в) последовательностей

Сопротивления нулевой последовательности у всех элементов сети отличаются от сопротивлений прямой последовательности.

Для синхронных генераторов

$$x_0 = (0,15 - 0,6) x_a \quad (3.37)$$

У трансформаторов сопротивление нулевой последовательности зависит от конструкции и схемы соединения обмоток. Для наиболее распространенных в сельских электрических сетях трансформаторов со схемой соединения обмоток «звезда - звезда с нулем»

$$z_0 = (5 - 10) 2l; \quad (3.38)$$

$$r_0 = (10 - 16) \Gamma_1$$

При соединении обмоток трансформаторов по схеме «треугольник - звезда с нулем»

$$z_0 = (0,7 - 1,0) 2l; \quad (3.39)$$

$$r_0 = r_1$$

Для трансформаторов со схемой соединения обмоток «звезда зигзаг с нулем»

$$z_0 = (0,1 - 0,3) 2l; \quad (3.40)$$

$$r_0 = 0,5 r_1$$

Сопротивление нулевой последовательности воздушных линий зависит от конструктивного исполнения линии (одноцепная, двухцепная) и наличия грозозащитных тросов. Для приближенных расчетов значения x^0 можно принять по данным таблицы 3.3

Таблица 3.3

Сопротивления нулевой последовательности 1 км воздушных линий

Воздушная линия	x^0 , Ом/км	
	без троса	со стальным тросом
Одноцепная	$3,5x^1$	
Двухцепная	$5,5x^1$	$4,7x^1$

Для трехжильных кабелей приближенно можно принять

$$X_0 = (3,5 \dots 4,6) x^1 \quad (3.41)$$

2. Последовательными преобразованиями схемы замещения прямой, обратной и нулевой последовательностей их приводят к простейшему виду и определяют результирующие сопротивления $x_{рез1}^1, x_{рез2}^1, x_{рез0}^1$

3. Определяют токи любого вида короткого замыкания по формуле:

$$m^{(n)} E^1 / (x_{рез1}^1 + x^1) \quad (3.42)$$

где m коэффициент, зависящий от вида короткого замыкания (определяется по таблице 3.4);

x^1 - дополнительное сопротивление, зависящее от вида короткого замыкания (таблица 3.4.);

E^1 - результирующая ЭДС прямой последовательности.

Таблица 3.4

Значения расчетных коэффициентов и дополнительных сопротивлений

Вид короткого замыкания	$m^{(n)}$	x^1
Трехфазное	1	0
Двухфазное	7/3	$x_{рез2}^1$
Однофазное	3	$x_{рез2}^1 + x_{рез0}^1$

После подстановки соответствующих коэффициентов и преобразования формулы (3.42) определяют ток короткого замыкания следующим образом:

двухфазного — по формуле:

$$I_{к2}^{(2)} = 0,87 I_{к3}^{(3)}, \quad (3.43)$$

однофазного — по формуле:

$$I_{к1}^{(1)} = \frac{E^1}{x_{рез0}^1 + x_{рез1}^1} \quad (3.44)$$

Таким образом, для определения токов несимметричных коротких замыканий не требуется применять специальные методы расчета.

Ток прямой последовательности определяют по формуле (3.42) или же для этого используют обычные методы расчета токов при трехфазном коротком замыкании.

Пример 4. Определить токи короткого замыкания (трехфазного, двухфазного и однофазного) в точке К в начальный момент времени для схемы электрической сети, представленной на рисунке 3.14. Параметры элементов, необходимые для расчета, указаны на расчетной схеме.

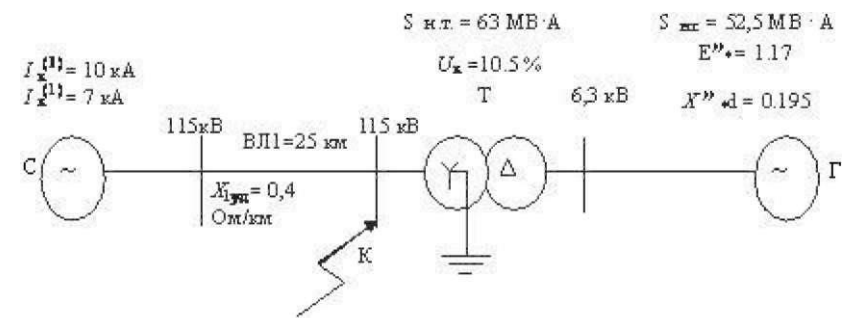


Рис. 3.14. Расчетная схема электрической сети

Решение.

1. Составим схемы замещения прямой, обратной и нулевой последовательностей. Схема замещения прямой последовательности

сти не отличается от схемы замещения для расчета токов трехфазного короткого замыкания. В схеме замещения обратной последовательности отсутствует ЭДС источника питания. При расчетах будем пользоваться схемой, представленной на рисунке 3.15, а.

Для составления схемы замещения нулевой последовательности определим пути циркуляции токов нулевой последовательности. Со стороны генератора обмотка трансформатора соединена в треугольник. Это значит, что в цепи генератора токи нулевой последовательности не проходят и, следовательно, сопротивление генератора в схему замещения входить не будет. Поскольку по условию в системе задан ток однофазного короткого замыкания $I_k^{(1)}$, то это значит, что со стороны энергосистемы имеются трансформаторы с заземляющими нейтралами. Таким образом, в схеме замещения нулевой последовательности будут присутствовать сопротивления системы, воздушной линии и трансформатора со стороны обмотки, соединенной в звезду.

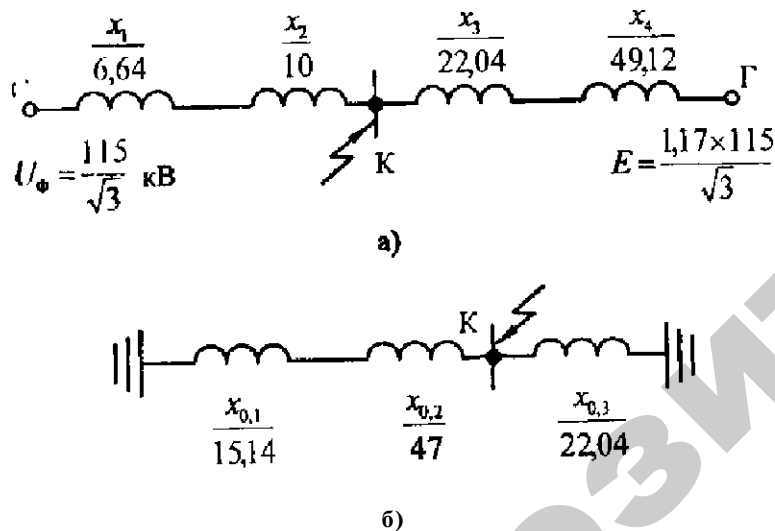


Рис. 3.15. Схемы замещения обратной (а) и нулевой (б) последовательностей

2. Методом именованных единиц определим сопротивления прямой, обратной и нулевой последовательностей элементов схемы замещения. Сопротивления будем обозначать следующим образом: первый индекс - последовательность, второй - порядковый номер сопротивления.

Энергосистема

$$x_{21} = x_{11} = 6,64 \text{ Ом};$$

х од определим из формулы:

$$x_{(1)2x11} = \frac{3E_{\phi}}{I_k^{(1)} (x_{рез1} + x_{рез2} + x_{рез0})} = \frac{3 \cdot 1,17 \cdot 115}{3 \cdot 115 - 2 \cdot 6,64} = 15,14 \text{ Ом.}$$

Воздушная линия

$$x^2 = x^{22} = x^{луд} / = 0,4 - 25 = 10 \text{ Ом.}$$

Удельное сопротивление нулевой последовательности для двухцепной линии со стальным тросом определим по таблице 3.3.

$$x^0_{уд} = 4,7 \text{ } x = 4,7 - 0,4 = 1,88 \text{ Ом/км.}$$

Тогда

$$x^{02} = x^0_{уд} / = 1,88 - 25 = 47 \text{ Ом.}$$

Трансформатор

$$x_{1,3}^{1,1} = \frac{U_{\phi}^2}{S_{н.т}} = \frac{115^2}{100 \cdot 8} = 16,25 \text{ Ом.}$$

На основании формулы (3.39)

$$x^{03} = x^{13} = 22,04 \text{ Ом.}$$

Генератор

$$x_{1,4}^{1,2} = \frac{E^{(2)}}{I_{н.г}^{(2)}} = \frac{115}{52,5} = 2,19 \text{ Ом.}$$

3.8. Расчет токов короткого замыкания в сетях напряжением 380/220 В

Расчет токов короткого замыкания в низковольтных электрических сетях выполняют в именованных единицах. Расчет сводится к определению максимального тока короткого замыкания на шинах 0,4 кВ трансформатора, которым является трехфазный, и минимального тока в наиболее электрически удаленной точке линии, которым является однофазный. По трехфазному току короткого замыкания проверяют устойчивость аппаратуры подстанции, по однофазному - настраивают работу защиты и проверяют эффективность системы зануления.

При расчете токов короткого замыкания в сетях напряжением 380/320 В учитывают следующее:

- 1) активные и реактивные сопротивления элементов схемы;
- 2) сопротивления соединительных шин и кабелей длиной 10.15 м и более;
- 3) сопротивления первичных обмоток трансформаторов тока (многовитковых), катушек максимальных расцепителей автоматов, контактов рубильников и т. д.

При этом можно не учитывать те элементы цепи, суммарное влияние которых на величину полного сопротивления цепи не превышает 10%.

При расчете токов короткого замыкания и отсутствии достоверных данных о контактах и их переходных сопротивлениях рекомендуется активные сопротивления переходных контактов принимать следующими: 0,02 Ом — при длине ВЛ до 250 м, 0,025 Ом — при длине ВЛ до 500 м, 0,03 Ом — при длине ВЛ более 500 м.

Напряжение, подведенное к силовому трансформатору, считают неизменным и равным номинальному, а мощность питающей системы — неограниченной.

Сопротивления элементов системы электроснабжения высшего напряжения приводят к низшему напряжению:

$$x_{ном.н} = x_{ном.в} \cdot \left(\frac{U_{ном.н}}{U_{ном.в}} \right)^2 \quad (3.45)$$

где $x_{ном.н}$ - сопротивление элемента системы электроснабжения высшего напряжения, приведенное к низшему напряжению;

3. Определим ток трехфазного короткого замыкания.

Результирующее сопротивление до точки короткого замыкания от энергосистемы $x_{рез1с} = x_{лД} + x_{л2} = 6,64 + 10 = 16,64$ Ом; от генераторов -

$$x_{рез1г} = x_{и} + x_{м} = 22,04 + 49,12 = 71,16 \text{ Ом.}$$

Ток в точке К

$$I_{к(3)} = \frac{U_{ном.н}}{\sqrt{3} \cdot x_{рез1с} + \sqrt{3} \cdot x_{рез1г}} = \frac{115}{\sqrt{3} \cdot 16,64 + \sqrt{3} \cdot 71,16} = 4,92 \text{ кА.}$$

4. Ток двухфазного короткого замыкания определим по формуле (3.43).

$$I_{к(2)} = 0,87 \cdot I_{к(3)} = 0,87 \cdot 4,92 = 4,28 \text{ кА.}$$

5. Определим ток однофазного короткого замыкания.

Результирующее сопротивление нулевой последовательности до точки К от системы

$$x_{рез0с} = X_{0,1} + X_{0,2} = 15,14 + 47 = 62,14 \text{ Ом.}$$

Оно включено параллельно сопротивлению $x_{0,3}$ от генератора.

Тогда

$$x_{рез0с} \parallel x_{0,3} = \frac{62,14 \cdot 22,04}{62,14 + 22,04} = 16,26 \text{ Ом.}$$

Ток однофазного короткого замыкания в точке К согласно (3.44)

$$I_{к(1)} = \frac{3 \cdot U_{ном.н}}{2 \cdot x_{рез1с} + x_{рез1г} + x_{рез0с}} = \frac{3 \cdot 115}{2 \cdot 16,64 + 71,16 + 16,26} = 4,57 \text{ кА,}$$

где

$$x_{рез1с} \parallel x_{рез1г} = \frac{16,64 \cdot 71,16}{16,64 + 71,16} = 13,48 \text{ Ом.}$$

Таким образом, ток однофазного короткого замыкания больше тока двухфазного короткого замыкания и почти равен току трехфазного короткого замыкания.

x^B - сопротивление элемента системы электроснабжения высшего напряжения;

$E_{номн}$ - номинальное напряжение низшей ступени;

$E_{номв}$ - номинальное напряжение высшей ступени.

Порядок расчета.

1. На основании схемы электроснабжения составляют упрощенную расчетную схему и ее схему замещения.

2. Определяют сопротивления элементов сети. Сопротивление системы принимается $x^c = 0$. Сопротивлением линии напряжением 10 кВ можно пренебречь, так как оно значительно меньше сопротивления линии напряжением 0,38 кВ.

Активные и индуктивные сопротивления трансформатора 10/0,4 кВ определяются по формулам:

$$r_{\tau} = \frac{P_{\tau}}{I_{н.т.}^2} \quad (3.46)$$

$$x_{\tau} = \frac{U_{\tau}}{I_{н.т.}} \quad (3.47)$$

Активные и индуктивные сопротивления линии определяются по формулам (3.8) и (3.9):

$$x_{л} = x_0 \cdot l;$$

$$r_{л} = r_0 \cdot l.$$

3. Находят с помощью описанных выше методов результирующие сопротивления на шинах напряжением 0,4 кВ трансформатора $r_{рез1}$ и в конце наиболее удаленной точки линии напряжением 380 В $r_{рез2}$.

4. Определяют токи короткого замыкания.

1) трехфазный ток - по формулам:

$$I_{к1}^{(3)} = \frac{E_{номн}}{\sqrt{3} r_{рез1}} \quad (3.48)$$

$$I_{к2}^{(3)} = \frac{E_{номв}}{\sqrt{3} r_{рез2}} \quad (3.49)$$

2) однофазный — по формуле (2.67):

$$I_{к2}^{(1)} = \frac{E_{номв}}{r_{рез2}}$$

где $r_{\tau}^{(1)}$ - сопротивление трансформатора току однофазного короткого замыкания, определяется по таблице П.1.5 (приложение 1);

r_{π} - сопротивление петли «фазный провод - нулевой провод», определяется по формуле (2.71).

$$r_{\pi} = L(\Gamma_{0н} + \Gamma_{0ф})^2 + (2x_0)^2$$

Пример 5. Определить токи короткого замыкания на шинах напряжением 0,4 кВ трансформаторной подстанции 10/0,4 кВ (точка К1) и в наиболее удаленной точке (К2) линии напряжением 0,38 кВ (рисунок 3.16). Необходимые для расчета данные указаны на расчетной схеме. Сопротивление контактов примем $r^k = 0,015$ Ом.

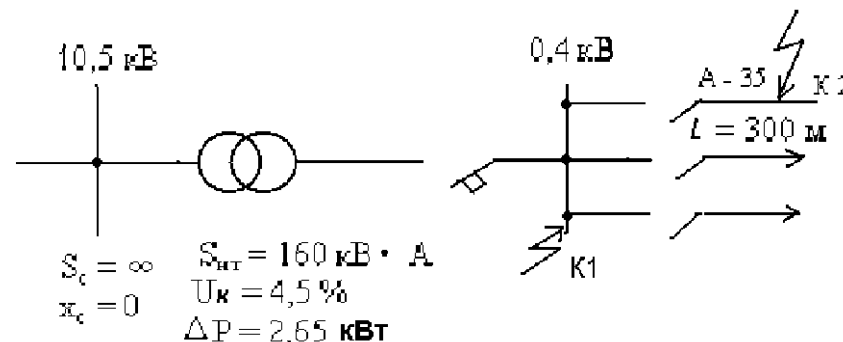


Рис. 3.16. Расчетная схема

Решение.

1. Составим схему замещения по расчетной схеме (рис. 3.17).

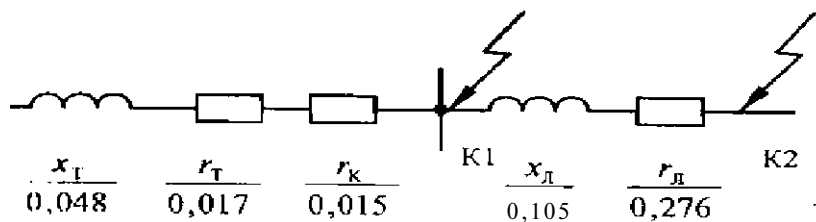


Рис. 3.17. Схема замещения

2. Определим сопротивление элементов схемы замещения.

Для трансформатора

$$r_{\Gamma} = \frac{u^2}{S_{\Gamma}} = \frac{2,65^2}{160^2} = 0,017 \text{ Ом};$$

$$r_{\Gamma} = \frac{u^2}{S_{\Gamma}} = \frac{4,5^2}{100^2} = 0,045 \text{ Ом};$$

$$r_{\Gamma} = \frac{d}{7\Gamma^2} = \frac{0,045}{7} = 0,0064 \text{ Ом};$$

Для линии напряжением 0,38 кВ по таблицам П.1.3 и П.1.5 (приложение 1) находим удельные сопротивления одного километра линии (провод марки А35):

$$x_0 = 0,92 \text{ Ом/км}; \quad x^0 = 0,35 \text{ Ом/км}.$$

Тогда

$$x_{\Gamma} = x_0 \cdot l = 0,92 \cdot 0,3 = 0,276 \text{ Ом};$$

$$r_{\Gamma} = r^0 \cdot l = 0,35 \cdot 0,3 = 0,105 \text{ Ом}.$$

3. Определим результирующие сопротивления.

$$r_{\text{рез1}} = \sqrt{(r_{\Gamma} + r_K)^2 + (x_{\Gamma})^2} = \sqrt{(0,017+0,015)^2 + 0,276^2} = 0,28 \text{ Ом}.$$

$$r_{\text{рез2}} = \sqrt{(r_{\Gamma} + r_K + r_L)^2 + (x_{\Gamma} + x_L)^2} = \sqrt{(0,017+0,015+0,276)^2 + (0,276+0,105)^2} = 0,34 \text{ Ом}.$$

4. Определим токи короткого замыкания.

Трёхфазный ток в точке К1

$$I^{(3)} = \frac{U_{\phi}}{\sqrt{3} r_{\text{рез1}}} = \frac{0,4}{\sqrt{3} \cdot 0,28} = 0,87 \text{ кА}.$$

Двухфазный ток в точке К1

$$I^{\wedge} = 0,87 I^{(3)} = 0,87 \cdot 0,87 = 0,76 \text{ кА}.$$

Трёхфазный ток в точке К2

$$I^{(3)} = \frac{U_{\phi}}{\sqrt{3} r_{\text{рез2}}} = \frac{0,4}{\sqrt{3} \cdot 0,34} = 0,68 \text{ кА}.$$

Двухфазный ток в точке К2

$$I^{\wedge} = 0,87 I^{(3)} = 0,87 \cdot 0,68 = 0,59 \text{ кА}.$$

Однофазный ток в точке К2

$$I_{\text{к2}}^{(1)} = \frac{U_{\phi}}{r_{\Gamma}^{(1)}} = \frac{0,4}{0,478 + 0,59} = 0,306 \text{ кА}.$$

По таблице П.1.6 (приложение 1) определим $r_{\Gamma}^{(1)} = 0,478 \text{ Ом}$.

Тогда

$$r_{\Gamma}^{(1)} = \sqrt{(r_{\Gamma} + r_{\text{н.н}})^2 + (x_{\Gamma} + x_{\text{н.н}})^2} = \sqrt{(0,017+0,015+0,276)^2 + (0,276+0,105)^2} = 0,3197 \text{ Ом}.$$

Нулевой провод и фазный провод выполнены проводом одной марки А35.

3.9. Определение тока замыкания на землю в системах с изолированной нейтралью

Электрические сети напряжением 6,35 кВ выполняют с изолированной нейтралью. В таких сетях соединение одного из проводов с землей не является коротким замыканием и называется замы-

канием на землю. Сила тока замыкания на землю не велика и составляет единицы или десятки ампер, но при определенных условиях может вызвать отрицательные последствия. Так, замыкания на землю могут стать причиной междофазных коротких замыканий и привести к серьезным авариям в электроустановках. В этой связи, чтобы оценить возможную опасность от появления в сети тока замыкания на землю необходимо уметь определить его величину.

Ток замыкания на землю в сетях напряжением 6...35 кВ с изолированной нейтралью определяют следующим образом:

1) для воздушных сетей — по формуле:

$$I_3 = \frac{U_n}{350}; \quad (3.50)$$

2) для кабельных сетей — по формуле:

$$I_3 = \frac{U_n}{10 \dots 12}; \quad (3.51)$$

где I_3 - ток замыкания на землю, А;

U_n - номинальное напряжение сети, кВ;

l - длина электрически связанных линий с ответвлениями, км.

Если в сети имеются воздушные и кабельные линии, то, объединив эти две формулы, получим общую формулу:

$$I_3 = \frac{U_n \left(\frac{l^v}{350} + \frac{l^k}{350} \right)}{350}; \quad (3.52)$$

где l^v - длина воздушных линий, км;

l^k - длина кабельных линий, км.

Пример 6. От шин напряжением 10 кВ подстанции 35/10 кВ отходят три воздушные линии длиной: $l^{v1} = 24$ км, $l^{v2} = 17$ км, $l^{v3} = 15$ км и две кабельные - длиной: $l^{k1} = 3$ км и $l^{k2} = 8$ км. Определить ток замыкания на землю.

Решение.

Ток замыкания на землю определим по формуле (3.52).

$$I_3 = \frac{U_n}{350} \left[\frac{l^{v1} + l^{v2} + l^{v3}}{350} + \frac{l^{k1} + l^{k2}}{350} \right] = \frac{10}{350} \left[\frac{24 + 17 + 15}{350} + \frac{3 + 8}{350} \right] = 126 \text{ А}$$

РАЗДЕЛ 4. ВЫБОР ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ АППАРАТОВ И ТОКОВЕДУЩИХ ЧАСТЕЙ РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНЫХ УСТРОЙСТВ

Практические занятия

4.1. Выбор аппаратов по условиям нормального режима работы

Электрические аппараты, токоведущие части распределительных устройств и изоляторы в условиях эксплуатации могут работать в трех основных режимах работы: в длительном режиме, режиме перегрузки и в режиме короткого замыкания.

Длительный режим является нормальным режимом работы. В этом режиме надежная работа аппаратов, токоведущих частей и изоляторов обеспечивается их правильным выбором по номинальному напряжению и номинальному току [12, 13, 14, 16].

Выбор по номинальному напряжению осуществляется по условию:

(4.1)

где E_a - номинальное напряжение аппарата;

$U_{уст}$ - номинальное напряжение установки.

Номинальный ток аппарата - ток, который при нормированной температуре окружающей среды может проходить по аппарату неограниченно длительное время и при этом температура наиболее нагретых частей не превышает длительно допустимой.

Выбор аппаратов по номинальному току обеспечивает отсутствие опасных перегревов частей аппарата при его длительной работе в нормальном режиме. Для этого необходимо, чтобы максимальный рабочий ток $I_{р. макс}$ не превышал номинального тока аппарата $I_{н. а}$, т. е. соблюдалось условие

$$I_{р. макс} \leq I_{н. а} \quad (4.2)$$

Для шин и кабелей это условие следующее:

$$I_{доп.} \geq I_{р. макс} \quad (4.3)$$

где $I_{доп.}$ - длительно допустимый ток проводника.

Максимальный рабочий ток в цепи должен определяться с учетом ее форсированного режима, который может возникнуть в следующих случаях:

- при отключении одной из параллельно работающих линий;
- при использовании перегрузочной способности трансформаторов и не резервированных кабелей;
- при наиболее неблагоприятных условиях эксплуатационного режима работы (для сборных шин станций и подстанций, для аппаратов и шин в цепях секционных и шиносоединительных выключателей);
- при работе с номинальной мощностью и сниженным на 5 % относительно номинального напряжения (для генераторов).

При выборе аппаратов и токоведущих частей необходимо учитывать температуру окружающей среды. Если температура окружающей среды отличается от нормированной температуры, то необходимо определить длительно допустимый ток для расчетных условий охлаждения по формуле:

$$I_{доп.} = I_{доп. н} \cdot \sqrt{\frac{I_{доп. о} - I_{о. н}}{I_{доп.} - I_{о. н}}} \quad (4.4)$$

где $I_{доп.}$ - длительно допустимый ток при действительной температуре окружающей среды;

$I_{доп. н}$ - длительно допустимый ток при нормированной температуре окружающей среды;

$t_{доп.}$ - длительно допустимая температура для аппарата, шин или кабеля при нормированной температуре окружающей среды;

$t_{о}$ - длительная температура окружающей среды для аппарата;

$t_{о. н}$ - нормированная температура окружающей среды.

В соответствии с действующим стандартом за нормированную температуру окружающей среды принимают +35 °С (для аппаратов); +25 °С (для шин и кабелей, проложенных открыто, в каналах, туннелях); +15 °С (для кабелей, проложенных в земле).

При выборе аппаратов и проводников учитывают их конструктивное исполнение и тип установки.

4.2. Проверка аппаратов и токоведущих частей по режиму короткого замыкания

Выбранные по условиям нормального режима работы электрические аппараты, изоляторы и токоведущие части должны быть проверены на устойчивость (электродинамическую и термическую) при коротком замыкании. Отключающие аппараты (выключатели, предохранители), кроме того, выбирают по их отключающей способности [12, 13, 14].

Проверка на электродинамическую устойчивость. Для проверки аппаратов на электродинамическую устойчивость; а также по их отключающей способности, может использоваться трехфазное или однофазное короткое замыкание. В сетях с изолированной нейтралью напряжением до 35 кВ включительно расчетным видом короткого замыкания является трехфазное. В сетях напряжением 110 кВ и выше, работающих с глухозаземленной нейтралью, более тяжелые условия возможны и при однофазном коротком замыкании. Поэтому в этих сетях расчет ведется для того вида замыкания, при котором ток в поврежденной фазе является наибольшим.

Проверка шин на электродинамическую устойчивость всегда ведется по трехфазному короткому замыканию.

При проверке аппаратов на электродинамическую устойчивость должно быть выполнено условие

$$I_{\text{макс}} > I_{\text{уст}} \quad (4.5)$$

$$I_{\text{макс}} > I_{\text{уст}}$$

где $I_{\text{макс}}$, $I_{\text{уст}}$ - соответственно амплитудное и наибольшее действующее значения максимально допустимого тока, характеризующего электродинамическую стойкость аппарата, гарантированное заводом-изготовителем;

$I_{\text{уст}}$, $I_{\text{уст}}$ - соответственно амплитудное и наибольшее действующее значения ударного тока короткого замыкания.

Проверка на термическую устойчивость. Проводники и аппараты при коротком замыкании не должны нагреваться выше максимальной температуры, установленной нормами для кратковременного режима работы, при протекании по этим проводникам тока короткого замыкания.

Проверка на термическую устойчивость аппаратов и проводников заключается в сравнении расчетной температуры при коротком замыкании с допустимой для них температурой при кратковременном действии тока короткого замыкания. На практике сравниваются не количества теплоты, а пропорциональные им значения:

$$I_{\text{нт}}^2 \cdot t_{\text{нт}} > 4 \cdot I_{\text{ф}}^2 \cdot t_{\text{ф}} \quad (4.6)$$

где $I_{\text{нт}}$ - номинальный ток термической устойчивости, который аппарат может выдержать без повреждений в течение времени $t_{\text{нт}}$ (по каталогам оно составляет 5 или 10 с), А;

$t_{\text{нт}}$ - номинальное время термической устойчивости, с;

$I_{\text{ф}}$ - установившийся ток короткого замыкания в цепи выбираемого аппарата, А;

$t_{\text{ф}}$ - фиктивное (приведенное) время, с.

Фиктивное время действия тока короткого замыкания представляет собой время, в течение которого установившийся ток нагревает токоведущую часть до той же температуры, что и изменяющийся во времени ток короткого замыкания за действительное время.

Действительное время короткого замыкания определяется по формуле:

$$t_{\text{ф}} = t_{\text{з}} + t_{\text{в}} \quad (4.7)$$

где $t_{\text{з}}$ - время действия защиты, с;

$t_{\text{в}}$ - время действия выключателя, с.

Фиктивное время ($t_{\text{ф}}$, соответствующее полному току короткого замыкания, состоит из времени для периодической и аperiodической составляющих тока короткого замыкания и определяется по формуле:

$$t_{\text{ф}} = t_{\text{ф.п}} + t_{\text{ф.а}} \quad (4.8)$$

где $t_{\text{ф.п}}$ - фиктивное время для периодической слагающей тока, с;

$t_{\text{ф.а}}$ - фиктивное время для аperiodической слагающей тока, с.

Фиктивное время ($t_{\text{ф}} = \int I^2 dt$) и определяется по кривым (рис. 4.1).

Тогда I (4.9)

где I - начальный сверхпереходной ток короткого замыкания.

Если расчет тока короткого замыкания выполнен для случая, когда точка короткого замыкания питается от источника неограниченной мощности, то

$$\varphi_{\text{п}} \quad (4.10)$$

Фиктивное время для аperiodической слагающей тока определяется по формуле:

$$/ \varphi^a \ll 0,05 \cdot 3^{n^2} \quad (4.11)$$

При $I > 1$ с, временем $I \varphi^a$ можно пренебречь.

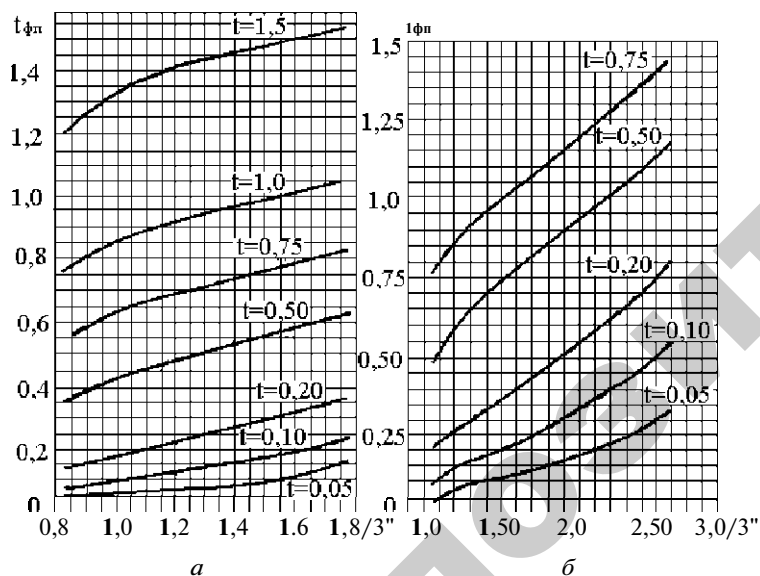


Рис. 4.1. Кривые фиктивного времени для периодической слагающей тока в точке короткого замыкания при питании от генераторов сельских станций: а - с автоматическим регулятором возбуждения (АРВ); б - без автоматического регулятора возбуждения

4.3. Выбор и проверка выключателей

Выключатели выбираются по номинальному напряжению, номинальному току, типу, роду установки и проверяются по устойчивости (электродинамической и термической), а также отключающей способности в режиме короткого замыкания.

Выбор выключателей по номинальному напряжению состоит в сравнении номинального напряжения установки с номинальным напряжением выключателя. При этом необходимо учесть, что выключатель допускает работу при продолжительном повышении напряжения на величину, составляющую до 15 % от номинального значения.

Выбор по номинальному току заключается в том, что принимается тот выключатель, у которого номинальный ток имеет ближайшее большее значение по отношению к величине расчетного тока электроустановки.

Выбор выключателей по отключающей способности сводится к проверке того, чтобы расчетная мощность отключения была не больше отключающей способности выключателя.

Выбор выключателя по типу заключается в выборе типа выключателя, который соответствовал бы условиям, в которых допустимо или целесообразно применять данный тип выключателя (масляный выключатель, вакуумный, воздушный и др.).

Выбор выключателя по роду установки производится в зависимости от конструктивного решения подстанции (открытая подстанция или в помещении).

Выбранные выключатели проверяются на устойчивость (электродинамическую и термическую) к токам короткого замыкания.

Условия выбора и проверки выключателей приведены в таблице 4.1.

Номинальные данные выключателей приведены в литературе (приложения 10...29 [16]).

Таблица 4.1

Условия выбора и проверки выключателей

Параметры	Каталожная величина аппарата	Расчетная величина установки	Условия выбора и проверки
Номинальное напряжение, кВ	$V_{н.а}$	$V_{н.уст}$	$V_{н.а} > V_{н.уст}$
Номинальный ток, кА	$I_{н.а}$	$I_{р. макс}$	$I_{н.а} > I_{р. макс}$
Номинальный ток отключения, кА	$I'_{н.откл}$	I''	$I'_{н.откл} > I''$
Номинальная мощность отключения, МВА	$5_{н.откл}$	$5''$	$5_{н.откл} > 5''$
Динамическая устойчивость, кА	$7_{макс}$		$7_{макс} > 7_{у}$
Термическая устойчивость, кА ² -с	$I_{н.т}$		$I_{н.т} \cdot t > 2 \cdot \Phi$
Примечание. В таблице использованы следующие обозначения: $I'_{н.откл}, 5_{н.откл}$ - соответственно номинальные значения тока и мощности отключения, гарантированные заводом-изготовителем; $I'', 5''$ - соответственно сверхпереходные значения тока и мощности			

Номинальные данные выключателей приведены в литературе (приложения 10...29 [16]).

4.4. Выбор и проверка разъединителей

Разъединители выбираются по номинальному напряжению и номинальному току и проверяются на устойчивость (электродинамическую и термическую). В качестве примера условия выбора и проверки разъединителей приведены в таблице 4.2, а номинальные данные аппаратов - в литературе (приложения 35...45 [16]).

Таблица 4.2

Условия выбора и проверки разъединителей

Параметры	Каталожная величина аппарата	Расчетная величина установки	Условия выбора и проверки
Номинальное напряжение, кВ	$V_{н.а}$	$V_{н.уст}$	$V_{н.а} > V_{н.уст}$
Номинальный ток, кА	$I_{н.а}$	$I_{р. макс}$	$I_{н.а} > I_{р. макс}$
Динамическая устойчивость, кА	$7_{макс}$	$7_{у}$	$7_{макс} > 7_{у}$
Термическая устойчивость, кА ² -с	$I_{н.т}$	I_2	$I_{н.т} \cdot t > \Phi$

4.5. Выбор и проверка предохранителей

Предохранители выбираются по номинальному напряжению, номинальному току и отключающей способности в соответствии с условиями, приведенными в таблице 4.3. При выборе по номинальному напряжению следует учитывать возможность превышения (до 10 %) рабочего напряжения установки над номинальным напряжением предохранителя.

Таблица 4.3

Условия выбора и проверки предохранителей

Параметры	Каталожная величина аппарата	Расчетная величина установки	Условия выбора и проверки
Номинальное напряжение, кВ	$V_{н.а}$	$V_{н.уст}$	$V_{н.а} > V_{н.уст}$
Номинальный ток, кА	$I_{н.а}$	$I_{р. макс}$	
Номинальный ток отключения, кА		I''	$I_{н.откл} > I''$
Номинальная мощность отключения, МВА	$5_{н.откл}$	$5''$	$5_{н.откл} > 5''$
Примечание. Номинальные данные высоковольтных предохранителей приведены в литературе (приложения 57...59 [16]).			

4.6. Выбор и проверка выключателей нагрузки

Выключатели нагрузки выпускаются в комбинации с предохранителями или без них, т. е. в двух исполнениях. Если выключатель нагрузки состоит только из выключающего устройства (без предохранителей), то оно рассчитывается на максимальное значение номинального тока предохранителя. При наличии предохранителей выключатели нагрузки выбираются по номинальному напряжению, номинальному току и проверяются по отключающей способности. Условия выбора выключателей нагрузки приведены в таблице 4.4, технические данные - в литературе (приложения 30...34 [16]).

Таблица 4.4

Условия выбора и проверки выключателей нагрузки

Параметры	Каталожная величина аппарата	Расчетная величина установки	Условия выбора и проверки
Номинальное напряжение, кВ	$V_{н.а}$	$V_{н.уст}$	$V_{н.а} > V_{н.уст}$
Номинальный ток неавтоматического отключающего устройства, кА	$I_{н.а}$	$I_{р. макс}$	$I_{н.а} > I_{р. макс}$
Динамическая устойчивость по: а) амплитудному значению тока, А	$I_{макс}$	I_y	$I_{макс} > I_y$
б) наибольшему действующему значению полного тока, кА	$I_{удоп}$	I_y	$I_{удоп} > I_y$
Термическая устойчивость, кА ² -с	$I_{н.т}$	I_2	$I_{н.т}^2 > I_2^2 (ф)$
Номинальный ток предохранителя, кА	$I_{н.п}$	$I_{р. макс}$	$I_{н.п} > I_{р. макс}$
Номинальный отключающий ток предохранителя, кА	$I_{н.откл}$	I''	$I_{н.откл} > I''$
Номинальная отключающая мощность предохранителя, МВ-А	$S_{н.откл}$	S''	$S_{н.откл} > S''$

4.7. Выбор и проверка трансформаторов тока

Трансформаторы тока выбираются по номинальному напряжению, номинальному первичному и вторичному токам, классу точности, нагрузке вторичной цепи и проверяются на устойчивость (динамическую и термическую) к токам короткого замыкания.

При выборе трансформаторов тока по напряжению номинальное напряжение трансформатора тока, на которое он рассчитан, сравнивается с номинальным напряжением установки. В этом случае должно выполняться условие

$$U_{н.т} > U_{уст} \quad (4.12)$$

Выбор трансформаторов тока по первичному номинальному току сводится к его сравнению с рабочим максимальным током. В этом случае должно выполняться условие

$$I_{н.т} > I_{р. макс} \quad (4.13)$$

При выборе по вторичному номинальному току следует учитывать, что трансформаторы тока выпускаются с вторичным номинальным током 1 А и 5 А. Трансформатор тока с необходимым вторичным током выбирается в зависимости от необходимых измерений и протяженности вторичной цепи.

По классу точности трансформаторы тока выбираются в зависимости от типа и класса точности присоединяемых к этим трансформаторам приборов. Класс точности 0,5 применяется для присоединения счетчиков, по которым ведутся денежные расчеты. Для технического учета применяются трансформаторы тока с классом точности 1,0. Класс точности 3,0 применяется для питания амперметров и токовых реле, класс точности 10,0 - для питания токовых реле прямого действия и оперативных цепей релейной защиты.

Выбор трансформаторов тока по нагрузке вторичной цепи для обеспечения его работы в требуемом классе точности состоит в сравнении его номинальной вторичной мощности с расчетной вторичной мощностью нагрузки. При этом должно выполняться условие

$$S_{н.2} > S_{расч} \quad (4.14)$$

где $S_{н.2}$ - номинальная вторичная мощность трансформатора тока, В-А;

$S_{расч}$ - расчетная мощность вторичной цепи трансформатора тока в нормальном режиме работы, В-А.

Можно выбирать трансформаторы тока по нагрузке вторичной цепи, сравнивая номинальное сопротивление вторичной цепи $Z_{н.2}$ со вторичной нагрузкой обмоток. При этом должно выполняться условие

$$Z_{н.2} \geq Z_2 \sim G_2 \quad (4.15)$$

Вторичные номинальные нагрузки трансформаторов тока ($I_{н.2}^2 Z_2$) зависят от типа трансформатора и класса точности и приведены в справочной литературе [12, 13, 14], а также в приложениях 60...67 [16].

Расчетная мощность вторичной цепи

$$P_{расч.2} = I_{н.2}^2 Z_2 \quad (4.16)$$

где $I_{н.2}$ - номинальный ток вторичной обмотки трансформатора тока, А;

Z_2 - полное сопротивление внешней цепи трансформатора тока, Ом;

G_2 - активное сопротивление внешней цепи, Ом.

$$Z_2 = \sqrt{4-f_{приб}^2 + 2_{конт} + 2_{пров}} \quad (4.17)$$

где $X_{приб}^2$ - сумма полных сопротивлений всех последовательно включенных обмоток измерительных приборов и реле (значения этих сопротивлений берутся из каталогов);

$2_{конт} = G_{конт}$ - переходное сопротивление всех контактов цепи (в расчете обычно принимают для всей цепи 0,1 Ом);

$2_{пров} = G_{пров}$ - сопротивление соединительных проводов.

Сопротивление соединительных проводов определяется по формуле:

$$G_{пров} = \frac{I_{н.2}^2 (X_{приб}^2 + G_{конт})}{P_{расч.2}} \quad (4.18)$$

или

$$G_{пров} = G_{н.2}^2 (X_{приб}^2 + G_{конт}) \quad (4.19)$$

Площадь поперечного сечения соединительных проводов определяется по формуле:

$$P_{пров} = \frac{P_{расч.2}}{p} \quad (4.20)$$

где p - удельное сопротивление провода;

$l_{расч}$ - расчетная длина соединительных проводов.

Расчетная длина соединительных проводов зависит от расстояния между трансформатором тока и подключенными к нему измерительными приборами, а также от схемы включения приборов во вторичную цепь трансформатора тока.

Если принять за $l_{расч}$ длину соединительных проводов в один конец от трансформатора тока до приборов, то при соединении трансформаторов тока по схеме «полная звезда» $l_{расч} = y/3$, а при включении приборов в цепь одного трансформатора тока $l_{расч} = 2l$.

Проверка трансформаторов тока на электродинамическую устойчивость заключается в соблюдении условия

$$(4.21)$$

где $k_{дин}$ - кратность тока динамической устойчивости (определяется заводом-изготовителем).

Проверка на термическую устойчивость заключается в соблюдении условия

$$(4.22)$$

где $k_{т}$ - кратность односекундной термической устойчивости (устанавливается заводом-изготовителем и приводится в справочной литературе).

Условия выбора и проверки трансформаторов тока приведены в таблице 4.5.

Таблица 4.5

Условия выбора и проверки трансформаторов тока

Параметры	Каталожная величина аппарата	Расчетная величина установки	Условия выбора и проверки
Номинальное напряжение, кВ	$\hat{U}_{н.т.т}$	$U_{н.уст}$	$\hat{U}_{н.т.т} > U_{н.уст}$
Номинальный ток, кА	4.1	$I_{р.макс}$	
Номинальный вторичный ток, кА	1;5		1А или 5А в зависимости от протяженности вторичной обмотки
Класс точности			Согласно ПУЭ
Номинальная вторичная мощность, В-А	$S_{н.2}$	$S_{*расч.2}$	$S_{н.2} > S_{*расч.2}$
Динамическая устойчивость, кА	$K_{дин}$	$I_{у}$	$\hat{U}_{н.т.т} K_{дин} > I_{у}$
Термическая односекундная устойчивость, кА ² -с	$K_{Т}$		$(K_{Т} I_{н.т.т})^{1с} > I_{24}^2$
Примечание. Номинальные данные трансформаторов тока приведены в литературе (приложения 60...67 [16])			

4.8. Выбор и проверка трансформаторов напряжения

Трансформаторы напряжения выбираются по номинальному напряжению первичной цепи, классу точности и схеме соединения обмоток. Соответствие классу точности проверяется путем сопоставления номинальной нагрузки вторичной цепи трансформатора с фактической нагрузкой от подключенных приборов.

При выборе трансформаторов напряжения по номинальному напряжению первичной цепи должно выполняться условие

$$\hat{U}_{4.1} > U_{н.уст} \quad (4.23)$$

Выбор трансформаторов напряжения по классу точности осуществляют в зависимости от допустимой погрешности измерений приборов, которые к этим трансформаторам присоединяются. Поскольку от одного трансформатора напряжения могут питаться

приборы с различными требованиями к точности измерения, то класс точности трансформатора необходимо выбирать по прибору с наивысшим классом точности. Если отклонение напряжения находится в пределах $\pm 10\%$ от номинального, то работа трансформатора напряжения в принятом классе точности обеспечивается.

Выбор трансформаторов напряжения по типу и схемам соединения обмоток производится в зависимости от назначения трансформаторов. Так, для питания параллельных обмоток трехфазных ваттметров и счетчиков выбирают два однофазных трансформатора напряжения, соединенных по схеме «открытый треугольник». Если же в данном случае используется трехфазный трехстержневой трансформатор напряжения, то нагрузку между всеми тремя фазами распределить равномерно сложнее (последнее необходимо для обеспечения гарантированного класса точности).

В электроустановках с относительно небольшим количеством измерительных приборов и малыми токами замыкания на землю целесообразно использовать трехфазный пятистержневой трансформатор напряжения. Он позволяет измерять фазные и междуфазные напряжения, а также контролировать состояние изоляции сети по отношению к земле и питать соответствующую релейную защиту.

Проверка трансформаторов напряжения по номинальной нагрузке вторичной цепи производится по формуле:

$$S_{н.2} > S_2; \quad (4.24)$$

где $S_{н.2}$ - номинальная мощность трансформатора напряжения в принятом классе точности;

S_2 - вторичная нагрузка трансформатора напряжения.

Для определения вторичной нагрузки предварительно составляют трехлинейную схему включения приборов и реле, которые должны питаться от трансформатора напряжения. Затем по каталогам выбирают измерительные приборы и реле и определяют потребляемую ими полную мощность и коэффициент мощности ($\cos\phi_{приб}$). После этого определяют суммарную нагрузку трехфазных или группы однофазных трансформаторов напряжения по формуле:

$$S = 4(X_{5приб} \cos\phi_{приб})^2 + (X_{5приб} \sin\phi_{приб})^2 = 4(X_{4приб})^2 + (X_{6приб})^2 \quad (4.25)$$

На устойчивость (электродинамическую и термическую) трансформаторы напряжения не проверяют. Условия выбора и проверки трансформаторов напряжения приведены в таблице 4.6.

Таблица 4.6

Условия выбора и проверки трансформаторов напряжения

Параметры	Каталожная величина аппарата	Расчетная величина установки	Условия выбора и проверки
Номинальное напряжение, кВ		$U_{н.уст}$	$U_{н.1} > U_{н.уст}$
Тип и схема соединительной обмотки			В зависимости от назначения
Класс точности			Согласно ПУЭ
Номинальная мощность вторичной обмотки, В-А	$S_{н.2}$	S_2	$S_{н.2} > S_2$

Технические данные трансформаторов напряжения приведены в литературе (приложения 68...70 [16]).

4.9. Выбор и проверка токоведущих частей распределительных устройств

В распределительных устройствах к токоведущим частям относятся сборные шины и соединительные провода и кабели. При использовании напряжения до 20 кВ применяют шины с прямоугольной площадью сечения, при напряжении 35 кВ и выше - с круглой, а также в качестве шин используют кабель. На открытых распределительных устройствах подстанций напряжением 35 кВ и выше шины выполняют из неизолированного многопроволочного провода.

Шины выбирают по рекомендуемой экономической плотности тока для нормального рабочего режима и по нагреву длительным максимальным током нагрузки. Напряжение кабеля должно соответствовать напряжению установки. Проверяют шины на устойчивость (электродинамическую и термическую) к токам короткого замыкания. Кабели проверяют только на термическую устойчивость, шины ОРУ напряжением 35 кВ и выше должны быть проверены на корону [7].

Условия выбора и проверки шин и кабелей приведены в таблице 4.7.

Таблица 4.7

Условия выбора и проверки токоведущих частей распределительных устройств

Параметры	Каталожная величина аппарата	Расчетная величина установки	Условия выбора и проверки
Номинальное напряжение (для кабелей), кВ	$U_{н}$	$U_{н.уст}$	$U > U_{н.уст}$
Экономическое сечение, мм ²			$J_{эк} \cdot I_{н.р.аб} > J_{р.э} \cdot I_{р.э}$
Длительный допустимый ток, кА	$I_{доп}$	$I_{р. макс}$	$I_{доп} > I_{р. макс}$
Допустимое напряжение в материале (для шин) при коротком замыкании, МПа	$\sigma_{доп}$	$\sigma_{расч}$	$\sigma_{доп} > \sigma_{расч}$
Максимальная допустимая температура при кратковременном нагреве, С	$t_{доп}$		$t_{доп} > t_{расч}$

При выборе сечения токоведущих частей распределительных устройств, следует принимать экономическую плотность тока $J_{эк}$ по таблице ПУЭ или таблице 2.14. Следует отметить, что $I_{р.аб}$ - номинальный рабочий ток при нормальном режиме работы. Полученное значение экономического сечения $J_{эк}$ округляется до ближайшего стандартного.

Длительно допустимый ток для прямоугольных шин определяется по формуле:

$$I_{доп} = k \cdot k_1 \cdot k_2 \cdot k_3 \cdot I_{доп.0} \cdot \sqrt{V} > \quad (4.26)$$

где k_1 - поправочный коэффициент, учитывающий расположение шин (при расположении шин плашмя (горизонтально) $k_1 = 0,95$);

κ^2 - поправочный коэффициент, определяющий длительно допустимый ток при использовании многополосных шин (табл. П.14.1, приложение 14);

κ^3 - поправочный коэффициент, учитывающий отличие температуры окружающей среды от +25 °С (табл. П.14.2, приложение 14);

$I_{доп}$ - длительно допустимый ток для одной полосы при температуре шины $t_{ш} = +70$ °С и температуре окружающей среды $t^0 = +25$ °С и расположении шин вертикально (на ребро) (табл. П.14.3, приложение 14).

Проверка шин на электродинамическую устойчивость заключается в соблюдении условия:

$$\sigma_{доп} > \sigma_{расч}, \quad (4.27)$$

где $\sigma_{доп}$ - допустимое напряжение на изгиб материала шин (табл. 4.8);

$\sigma_{расч}$ - расчетное напряжение на изгиб, возникающее в материале шин при протекании ударного тока трехфазного короткого замыкания.

Таблица 4.8

Значения допустимых напряжений на изгиб для шин

Материал и марка шины	$\sigma_{доп}$, МПа
Медь МТ	140
Алюминий АТ	70
Сталь	160
Примечание: МТ - медь твердотянутая, АТ - алюминий твердотянутый	

Расчетное напряжение в шинах при изгибе для однополосных шин определяется следующим образом.

а) при одном или двух пролетах - по формуле:

$$\sigma_{расч} = \frac{P^{(3)} l}{8J}; \quad (4.28)$$

б) при числе пролетов больше двух - по формуле:

$$\sigma_{расч} = \frac{P^{(3)}}{10J} \quad (4.29)$$

где P - сила, действующая на шины при протекании по ним ударного тока трехфазного короткого замыкания, Н;

l - расстояние между осями изоляторов вдоль фазы (длина пролета), м (рис. 4.2, а);

J - момент сопротивления шины относительно оси, перпендикулярной к направлению действия усилия, Н/м

Сила определяется по формуле:

$$P^{(3)} = 1,767 \gamma^2 k_{ф} \frac{I}{a} \cdot 10^{-7} \quad (4.30)$$

где γ - ударный ток трехфазного короткого замыкания, кА;

a - расстояние между осями шин (рис. 4.2, б), м.

$k_{ф}$ - коэффициент формы (определяется по кривым [11]). При расположении шины на изоляторе плашмя $k_{ф} \sim 1$.

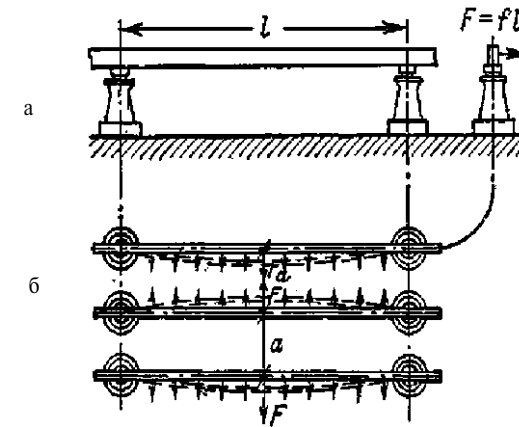


Рис. 4.2. Расстояния: а - между осями изоляторов вдоль фазы; б - между осями шин

Момент сопротивления шины определяется по таблице 4.9 в зависимости от конструкции шин (рис. 4.3).

Таблица 4.9

Моменты сопротивлений для шин различной формы

Конструкция шины	$J, м^3$
Одно- или многополосные шины, расположенные плашмя (рис. 4.3, а)	$0,17 n B \kappa^2$
Однополосные шины, расположенные на ребро (рис. 4.3, б)	$0,17 \kappa B^2$
Двухполосные шины, расположенные на ребро	$1,44 n B^2$
Трехполосные шины, расположенные на ребро	$3,3 \kappa B^2$
Круглые шины (рис. 4.3, в)	$0,1 B^3$
Трубчатые шины (рис. 4.3, г)	$0,1 \delta^4 - \delta^4$

Примечание. В таблице приняты следующие обозначения: n - число полос в пакете шин; B - толщина одной полосы, м; κ - ширина (высота шины), м; B - внешний диаметр круглых и трубчатых шин, м; δ - внутренний диаметр трубчатых шин, м; P - направление действия усилий между шинами. Предполагается, что расстояние между шинами в пакете равно толщине полосы и пакет скреплен жестко

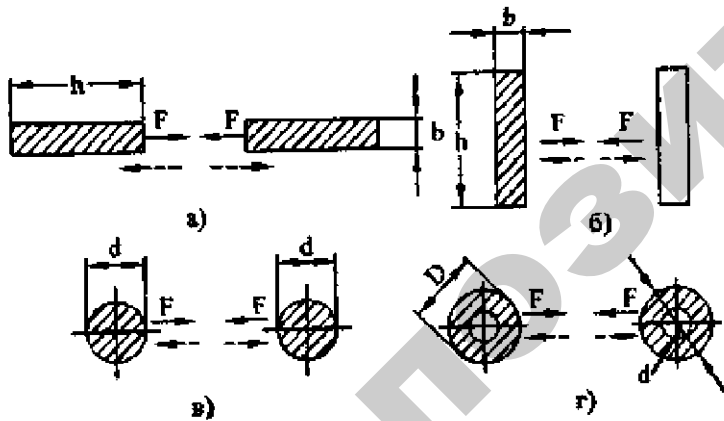


Рис. 4.3. Эскизы к определению моментов сопротивления шин (табл. 4.9)

Для многополосных шин, собранных из отдельных полос, суммарные механические напряжения в полосе шины складываются из двух напряжений (от взаимодействия между фазами $O\phi$ и взаимодействия полос пакета одной фазы $O^п$), т. е.

$$\sigma_{расч} = \sigma_{\phi} + \sigma_{п} \quad (4.31)$$

Напряжение $O\phi$ определяется (как и для однополосных шин) по формуле (4.29). Напряжение $O^п$ находят из выражения

$$\sigma_{п} = \frac{lnK}{2B \kappa} \quad (4.32)$$

где $\sigma_{п}$ - удельное усилие, приходящееся на 1 м длины полосы, от взаимодействия между полосами пакета, Н/м;

l - расстояние между прокладками (сухарями) пакета, м (рис. 4.4).

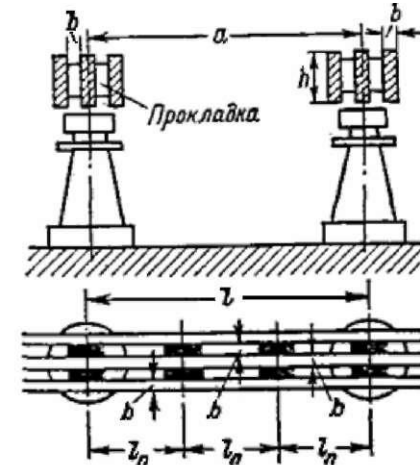


Рис. 4.4. Эскизы к расчету многополосных шин

Усилие определяют по формуле:

$$(4.33)$$

B

где δ - коэффициент, определяемый по кривой (рисунок 4.5).

Таблица 4.10

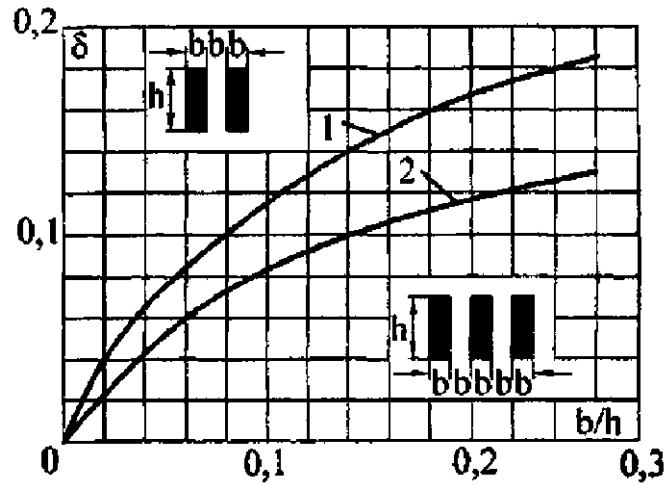


Рис. 4.5. Кривые для определения коэффициента δ :
1 - для двухполосных шин; 2 - для трехполосных шин

Проверка шин на термическую устойчивость сводится к сравнению расчетной температуры при коротком замыкании $\theta_{расч}$ с максимально допустимой температурой при кратковременном нагреве $\theta_{доп}$. При этом должно выполняться условие

$$\theta_{доп} > \theta_{расч} \quad (4.34)$$

Значения допустимой температуры токоведущих частей рас- пределительных устройств приведены в таблице 4.10.

Данная таблица составлялась с учетом того, что до возникнове- ния короткого замыкания температура токоведущих частей была ниже или равна температуре при номинальной нагрузке. Следует отметить, что в нормальном режиме шины имеют температуру ни- же номинальной, а для проверки стандартного сечения шин на тер- мическую устойчивость необходимо принимать ближайшее мень- шее стандартное сечение.

Значения допустимых температур нагрева токоведущих частей

Вид и материал токоведущей части	Максимально до-пустимая темпера-тура, °С	Термический ко-эффициент, θ / c
Шины медные	300	доп 170
Шины алюминиевые	200	90
Шины стальные, не имеющие непосред-ственного соединения с аппаратом	400	65
Шины стальные, непосредственно соединенные с аппаратом	300	60
Кабели с медными жилами с бумажной изоляцией напряжением до 10 кВ	250	160
Кабели с алюминиевыми жилами с бумаж-ной изоляцией напряжением до 10 кВ	200	90
Кабели и изолированные провода с поли-винилхлоридной и резиновой изоляцией	150	150

Расчетная температура $\theta_{расч}$, до которой нагревается токове- дущая часть при протекании по ней тока короткого замыкания, оп- ределяется по кривым (рис. 4.6).

На оси ординат определяется точка θ_n , соответствующая тем- пературе проводника до момента короткого замыкания. Из нее про- водится горизонталь до пересечения с кривой, соответствующей материалу проводника, а из точки пересечения опускается перпен- диккуляр на ось абсцисс. В результате получается отрезок $A\theta_n$. За- тем по формуле (4.35) определяется значение отрезка $A\theta_k$.

$$A\theta_k = A\theta_n + \frac{(-)^2 \wedge \phi}{P} \quad (4.35)$$

где I^2 - установившийся ток короткого замыкания, А;

P - площадь поперечного сечения проводника, мм²;

$I\phi$ - фиктивное время короткого замыкания, которое определя- ется по формуле (4.8), с;

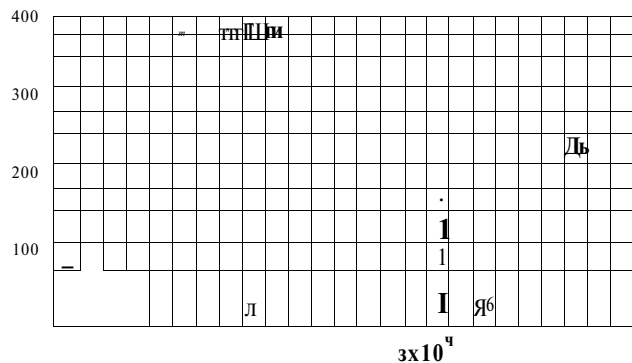


Рис. 4.6. Кривые для определения расчетной температуры нагрева $\theta^{\text{расч}}$ токоведущих частей при коротком замыкании

Определив значение $A Z^k$, построение ведется в обратном порядке.

На оси абсцисс откладывается отрезок $A Z^k$ и из полученной точки проводится перпендикуляр до пересечения с кривой. Из точки пересечения проводится горизонталь до оси ординат. Это и будет расчетное значение температуры при коротком замыкании $\theta^{\text{расч}}$

Температуру проводника Z^u до момента короткого замыкания можно определить по формуле:

$$I \quad (4.36)$$

где θ^o - расчетная температура окружающей среды;

$\theta^{\text{доп}}$ - предельно допустимая температура нагрева при длительном режиме работы.

При проведении расчетов за температуру проводника до момента короткого замыкания можно принять допустимую температуру при нормальном режиме ($\theta^{\text{н}} = \theta^{\text{доп}}$).

При этом минимальное сечение проводников по термической устойчивости можно определить по формуле:

$$P \dots 4 \quad (4.37)$$

где c - термический коэффициент, определяемый по таблице 4.10 или по формуле:

$$l \dots \text{доп} \quad (4.38)$$

4.10. Выбор и проверка изоляторов

Изоляторы распределительных устройств выбирают по номинальному напряжению, роду установки, типу, допустимой механической нагрузке. Проходные изоляторы дополнительно выбираются по номинальному току, а токоведущий стержень изолятора проверяется на термическое действие тока короткого замыкания. Условие выбора и проверки изоляторов приведены в таблице 4.11.

Таблица 4.11

Условия выбора и проверки изоляторов

Параметры	Каталожная величина изолятора	Расчетная величина установки	Условия выбора и проверки
Номинальное напряжение, кВ			$U_{\text{н.уст.}} > U_{\text{н.уст.}}$
Номинальный ток (проходных изоляторов и линейных выводов), А	$I_{\text{н.а}}$	$I_{\text{р.тах}}$	$I_{\text{н.а}} > I_{\text{р.тах}}$
Допустимая нагрузка на головку изолятора, Н	$P_{\text{доп}}$	$P_{\text{расч}}$	$P_{\text{доп}} > P_{\text{расч}}$
Допустимый ток термической устойчивости (для проходных линейных выводов), кА	$I_{\text{т.д}}$	$I_{\text{н.т.д}}$	$I_{\text{н.т.д}} > I_{\text{н.т.д}}$
Примечание. Значения параметров выбираются из справочной литературы			

При выборе изоляторов по типу и роду установки следует учитывать то, что они бывают опорные, проходные, штыревые, подвесные и выпускаются для наружных и для внутренних установок.

Способы установки шины на головки изолятора влияют на величину допустимого усилия на изолятор. При установке шины

плашмя (рис. 4.7, а) допустимое усилие на изолятор определяется по формуле:

$$P_{\pm \text{ доп}} = 0,6 P_{\text{раз}} \quad (4.39)$$

где 0,6 - коэффициент запаса;

$P_{\text{раз}}$ - минимальное разрушающее усилие при статическом изгибе (принимается по каталогу), кН;

При установке шины на головке изолятора на ребро (рис. 4.7, б) усилие на изоляторе снизится за счет увеличения плеча.

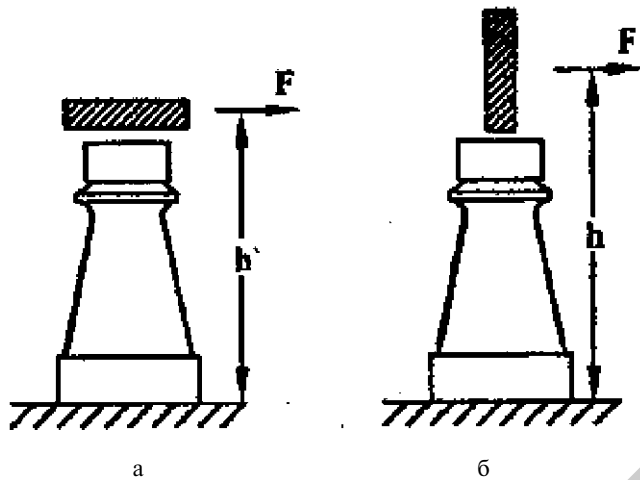


Рис. 4.7. Эскизы расположения шин: P - направление действия изгибающего усилия; h и h' - плечи усилия P

В этом случае допустимое усилие определяется по формуле:

$$P_{\pm \text{ доп}} = P_{\text{раз}} \frac{h'}{h} = P_{\text{раз}} k \quad (4.40)$$

где k - коэффициент дополнительного снижения нагрузки

(при расположении изоляторов в одной плоскости, а шины на головке изолятора - на ребро) определяется по таблице 4.12.

Значения коэффициента k .

Высота шины, мм	Номинальное напряжение изолятора, кВ		
	3	6 и 10	20 и 35
20...40	0,8	0,8	0,9
50	0,7	0,8	0,8
60	0,7	0,8	0,8
80...100	0,6	0,7	0,8

Примечание: $k=1$ при расположении шин в соответствии с рисунком 4.7

Наибольшая расчетная нагрузка на опорный изолятор

$$1,76 k \phi^2 \gamma u^2 \cdot 10^{-10} \quad (4.41)$$

Наибольшая расчетная нагрузка для проходного изолятора

$$P_{\pm \text{ доп}} = 0,5 P_{\text{раз}} \quad (4.42)$$

Пример 1. Для питания производственной и коммунально-бытовой нагрузок сельскохозяйственных потребителей предусмотрена закрытая трансформаторная подстанция ЗТП напряжением 10/0,4 кВ. Питание подстанции осуществляется по двум воздушным линиям напряжением 10 кВ, оборудованных максимальной токовой защитой с выдержкой времени 1,2 с. На ЗТП установлены два трансформатора ТМ-250/10. Схема электрических соединений подстанции показана на рисунке 4.8. Значения токов короткого замыкания на шинах 10 кВ подстанции составляют $I^{(3)} = 5$ кА, $I^{(3)} = 7$ кА. Мощность короткого замыкания $5k^{(3)} = 90$ МВ-А. На питающих линиях установлены измерительные приборы (амперметры ЭЗО и счетчик активной энергии). Шины предусматривается установить в одной горизонтальной плоскости (плашмя) с пролетом 1,5 м и расстоянием между осями шин 0,25 м. Число пролетов составляет больше двух.

Выбрать аппараты и шины в распределительном устройстве напряжением 10 кВ и проверить их на действие тока короткого замыкания.

Таблица 4.13

Условия выбора разъединителя РВ-10/400

Параметры	Каталожная величина аппарата	Расчетная величина установки	Условия выбора и проверки
Номинальное напряжение	$U_{н.н.} = 10$ кВ	$U_{н.уст.} = 10$ кВ	$10 = 10$
Номинальный ток	$I_{н.н.} = 400$ А	$I_{р.макс.} = 20,2$ А	$400 > 20,2$
Динамическая устойчивость	$I_{д.макс.} = 41$ кА	$I_{д.р.}^{(3)} = 7$ кА	$41 > 7$
Термическая устойчивость	$I_{т.н.т.}^2 \cdot t_{н.т.} = 1024$ кА ² ·с	$I_{т.р.} \gg I_{ф.} = 5^2 \cdot 1,4 = 35$ кА ² ·с	$1024 > 35$

Определим фиктивное время (ϕ). Поскольку подстанция питается от системы неограниченной мощности, то $(\phi^n = I$, а $(\phi^a$ можно пренебречь. В этом случае по формуле (4.7):

$$\phi = (t_3 + t_{в.} = 1,2 + 0,2 = 1,4 \text{ с},$$

где t_3 - выдержка времени максимальной токовой защиты ($t_3 = 1,2$ с);

($t_{в.}$ - время отключения выключателей ($t_{в.} = 0,2$ с).

Согласно таблице 4.13 разъединитель РВ-10/400 полностью удовлетворяет расчетным условиям. Таким образом, он может быть принят в качестве разъединителей 081-084.

2. Выбор выключателей. Занесем в таблицу 4.14 каталожные данные высоковольтного вакуумного выключателя типа ВВВ-10/320 и сравним их с расчетными данными.

Таблица 4.14

Условия выбора выключателя ВВВ-10/320

Параметры	Каталожная величина аппарата	Расчетная величина установки	Условия выбора и проверки
Номинальное напряжение	$U_{н.н.} = 10$ кВ	$U_{н.уст.} = 10$ кВ	$10 = 10$
Номинальный ток	$I_{н.н.} = 320$ А	$I_{р.макс.} = 20,2$ А	$320 > 20,2$
Номинальный ток отключения	$I_{н.откл.} = 2$ кА	$I_{откл.} = 5$ кА	$2 < 5$

Поскольку номинальный отключающий ток выключателя ВВВ-10/320 меньше расчетного значения, то данный выключатель выбран быть не может.

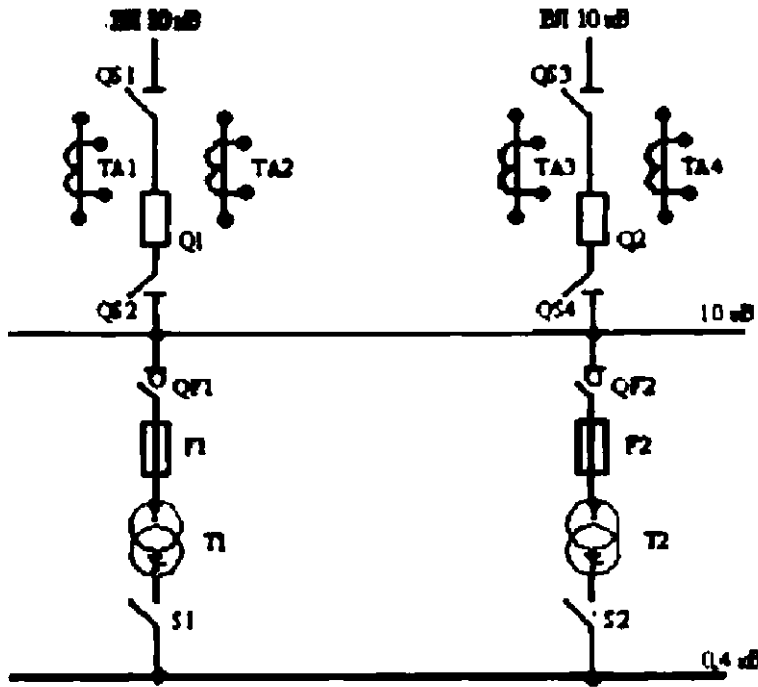


Рис. 4.8. Схема электрических соединений подстанции ЗТП 10/0,4 кВ

Решение.

По типу и роду установки выбираем следующие аппараты: разъединители РВ-10, выключатели ВВВ-10, выключатели нагрузки ВНП-17 с предохранителями ПК-10 и трансформаторы тока ТОЛ 10-1.

1. Выбор разъединителей. Для выбора разъединителя 081 внесем в таблицу 4.13 каталожные параметры разъединителя РВ-10/400 и расчетные данные установки. Затем произведем их сравнение.

Рабочий максимальный ток

$$I_{4 \text{ макс}} = \frac{1,48 \cdot 1,4 \cdot 250}{1,73 \cdot 10} = 20,2 \text{ А.}$$

Выберем выключатель типа ВММ-10/200. Занесем его каталожные данные в таблицу 4.15 и сравним их с расчетными данными.

Таблица 4.15

Условия выбора выключателя ВММ-10/200

Параметры	Каталожная величина аппарата	Расчетная величина установки	Условия выбора и проверки
Номинальное напряжение	$U_{на} = 10 \text{ кВ}$	$U_{тет} = 10 \text{ кВ}$	$10 = 10$
Номинальный ток	$I_{на} = 200 \text{ А}$	$I_{типгк} = 20,2 \text{ А}$	$200 > 20,2$
Номинальный ток отключения	$I_{н.откл} = 8,7 \text{ кВ}$	$I = I_{н} = 5 \text{ кА}$	$8,7 > 5$
Номинальная мощность отключения	$S_{н.откл} = 150 \text{ МВ-А}$	$S_{н} = I_{н}^2 \cdot t = 90 \text{ МВ-А}$	$150 > 90$
Динамическая устойчивость	$I_{г макс} = 22 \text{ кА}$	$I_{уд} = 7 \text{ кА}$	$22 > 7$
Номинальная отключающая мощность	$I_{н.откл}^2 \cdot t = 10^2 \cdot 5 = 500 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_{с}^2 \cdot t_{ф} = 5^2 \cdot 1,4 = 35 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$500 > 35$

Согласно таблице 4.15 выключатель типа ВММ-10/200 удовлетворяет расчетным условиям и может быть рекомендован для установки на питающие линии (С)1 и СС2).

3. Выбор трансформаторов тока ТА1. В цепи питающих линий напряжением 10 кВ применим трансформаторы тока типа ТОЛ 10-1-0,5/10Р-5/0/5. Занесем их технические параметры в таблицу 4.16 и сравним с расчетными данными.

Таблица 4.16

Условия выбора трансформаторов тока ТОЛ 10

Параметры	Каталожная величина аппарата	Расчетная величина установки	Условия выбора и проверки
Номинальное напряжение	$U_{на} = 10 \text{ кВ}$	$U_{тет} = 10 \text{ кВ}$	$10 = 10$
Номинальный первичный ток	$I_{н} = 50 \text{ А}$	$I_{г тах} = 20,2 \text{ А}$	$50 > 20,2$
Номинальный вторичный ток	$I_2 = 5 \text{ А}$		
Класс точности	0,5; 10 Р		Для питания приборов и цепей защиты
Номинальная вторичная мощность для класса точности 0,5	$S_{н2} = 10 \text{ В-А}$	$S_{расч.2} = 10 \text{ В-А}$	$10 = 10$

Параметры	Каталожная величина аппарата	Расчетная величина установки	Условия выбора и проверки
Динамическая устойчивость	$I_{уд} = 250$	$I_{уд} = 50 \text{ кА}$	$I_{уд} / I_{н2} \cdot k_{дин} = 1,41 \times 50 \times 250 = 17,6 \text{ кА} > 7 \text{ кА}$
Термическая односекундная устойчивость	$k = 90$	$I_{т} = 5 \text{ кА}$	$(k \cdot I_{н2})^2 \cdot t_{ф} = (90 \times 0,05)^2 \times 1 = 20,25 \text{ кА}^2 \cdot \text{с} < I_{т}^2 \cdot t_{ф} = 35 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$

Определим вторичную нагрузку трансформатора тока $S_{расч2}$ по формуле (4.16):

$$S_{расч.2} = I_{уд}^2 \cdot t_{ф}$$

Во вторичной обмотке трансформатора тока фазы А подключены амперметр типа Э-3, потребляющий 2 В-А и токовая обмотка счетчика, потребляющая 1,4 В-А. Сопротивление контактов ГК = 0,1 Ом.

Полное сопротивление внешней цепи трансформатора тока определяем по формуле (4.17):

$$Z_{вн} = Z_{приб} + Z_{конт} + Z_{пров}$$

Тогда

$$S_{расч.2} = I_{уд}^2 \cdot (Z_{приб} + Z_{конт} + Z_{пров})$$

Приняв $S_{расч2} = S_{расч2}$, определим сечение соединительных проводов по формуле:

$$I_{уд}^2 \cdot (Z_{приб} + Z_{конт} + Z_{пров}) = S_{расч.2} \Rightarrow Z_{пров} = \frac{S_{расч.2}}{I_{уд}^2} - (Z_{приб} + Z_{конт}) = \frac{10}{5^2} - (2 + 1,4 + 5^2 \cdot 0,1) = 0,164 \text{ Ом.}$$

Площадь поперечного сечения соединительных проводов определяется по формуле (4.20):

$$P = \dots$$

Параметры	Каталожная величина аппарата	Расчетная величина установки	Условия выбора и проверки
Класс точности	0,5; 10 Р		Для питания приборов и цепей защиты
Номинальная вторичная мощность для класса точности 0,5	$5n^2=10$ Б-А	$5n^2=10$ Б-А	$10=10$
Динамическая устойчивость	$i_{\max} = 15,7$ кА	$i^{(3)} = 7$ кА	$15,7 > 7$
Термическая односекундная устойчивость	$(k(1n.2)^2 t = 3,6^2 \cdot 3 = 38,88$ кА ² -с	$I^2 (t) = 5^2 \cdot 3 = 35$ кА ² -с	$38,88 > 35$

4. Выбор выключателей нагрузки. Для выбора выключателя нагрузки сравним каталожные данные выключателя нагрузки ВВП-17 с расчетными данными (табл. 4.18).

Таблица 4.18

Условия выбора выключателей нагрузки ВВП-17

Параметры	Каталожная величина аппарата	Расчетная величина установки	Условия выбора и проверки
Номинальное напряжение	$u_{н.а} = 10$ кВ	$u_{уст} = 10$ кВ	$10=10$
Номинальный ток неавтоматического отключающего устройства	$4a = 200$ А	$i_{маю}^{2,0,2} = 20,2$ А	$200 > 20,2$
Динамическая устойчивость			
а) по амплитудному значению тока	$i_{\max} = 30$ кА	$i_y = 7$ кА	$30 > 7$
б) по наибольшему действующему значению тока	$i_{у.доп} = 17,3$ кА	$i_y = 5$ кА	$17,3 > 5$
Термическая устойчивость (десятисекундный ток)	$I_{нт} = 6$ кА	$I_2 = 5$ кА	$i_{т.нт}^{62-10} = 360 \text{ кА}^2 \text{ с} > I_2^2 (t) = 5^2 \cdot 3 = 35 \text{ кА}^2 \text{ с}$

При соединении трансформаторов тока по схеме «неполная звезда» $i_{расч} = -\sqrt{3}/$.

При длине соединительных проводов $l = 10$ м

$$p = \frac{53 \cdot 0,164}{I_{пров}} = 2 \text{ мм},$$

где 53 м/Ом мм² - удельная проводимость медных проводов.

Принимаем ближайшее стандартное сечение проводов $2,5$ мм².

По термической стойкости трансформатор тока ТОЛ 10-1 с коэффициентом трансформации 50/5 не проходит, так как

$$(k I_n)^2 t = 20,25^2 \text{ кА}^2 \text{-с} < I^2 t (\phi = 35 \text{ кА}^2 \text{-с}).$$

Выберем трансформатор тока ТОЛ 10-1 с коэффициентом трансформации 80/5. При этом трехсекундный ток термической устойчивости равен $3,6$ кА.

Проверим данный трансформатор по условию термической стойкости. Тогда

$$(k(1n.2))^2 t = 3,6^2 \cdot 3 = 38,88 \text{ кА}^2 \text{-с} > I_2^2 (t) (\phi = 5^2 \cdot 3 = 35 \text{ кА}^2 \text{-с}),$$

что удовлетворяет условию.

Окончательно выбираем трансформатор тока типа ТОЛ 10-1-0,5/10Р-80/5, который рекомендуется и для других фаз обеих питающих линий (ТА2-ТА4).

Внесем каталожные и расчетные данные в таблицу 4.17.

Таблица 4.17

Условия выбора трансформатора тока ТОЛ-1-0,5/10Р-80/5

Параметры	Каталожная величина аппарата	Расчетная величина установки	Условия выбора и проверки
Номинальное напряжение	$u_{н.я} = 10$ кВ	$u_{уст} = 10$ кВ	$10=10$
Номинальный первичный ток	$I_{н1} = 80$ А	$I_{г\max} = 20,2$ А	$80 > 20,2$
Номинальный вторичный ток	$I_2 = 5$ А		

Окончание табл. 4.18

Параметры	Каталожная величина аппарата	Расчетная величина установки	Условия выбора и проверки
Номинальный ток предохранителя	$I_{н.п} = 30 \text{ А}$	$I = 14 \text{ А}$	$30 > 14$
Номинальный отключающий ток предохранителя	$I = 12 \text{ кА}$	$I' = 5 \text{ кА}$	$12 > 5$
Номинальная отключающая мощность предохранителя	$Y_{откл} = 300 \text{ МВ-А}$	$Y' = 90 \text{ В-А}$	$300 > 90$

Согласно таблице 4.18 условия выбора выключателя нагрузки соблюдаются.

5. Выбор и проверка шин РУ 10 кВ. Шины распределительного устройства напряжением 10 кВ выбираются по экономической плотности тока. По таблице 2.13 для алюминиевых шин примем $\gamma_{ж} = 1,1 \text{ А/мм}^2$. Тогда сечение шин определим по формуле:

$$S_{ж} = \frac{I_{р.аб}}{\gamma_{ж}} = \frac{20,2}{1,1} = 18,4 \text{ мм}^2$$

По таблице П.14.3 (приложение 14) принимаем ближайшее большее стандартное сечение алюминиевой шины 15×3 (45 мм^2). При этом допустимый ток нагрузки для табличных условий и расположения шин вертикально составляет $I_{ДП} = 165 \text{ А}$.

Учтем поправочные коэффициенты (таблицы П.14.1 и П.14.2, приложение 14) и определим длительно допустимый ток для шины, расположенной плашмя. Он будет равен:

$$I_{доп} = k_1 \cdot k_2 \cdot k_3 \cdot I_{ДП} = 0,95 \cdot 1 \cdot 1 \cdot 165 = 156,75 \text{ А}$$

Проверим шины на электродинамическую устойчивость по условию (4.27):

$$\sigma_{доп} = \sigma_{расч}$$

По таблице 4.8 для алюминиевых шин $\sigma_{доп} = 70 \text{ МПа}$.

Расчетное напряжение в шинах при их изгибе (для однополосных шин при числе пролетов больше двух) определяем по формуле (4.29):

$$\sigma_{расч} = T_{0Ж}$$

Тогда сила, действующая на шины, будет равна:

$$P^{(3)} = 1,76 \cdot \frac{2}{\sqrt{3}} \cdot 10^{-1} = 1,76 \cdot 7^2 \cdot 10^{-5} \cdot 10^{-1} = 51,7 \text{ Н}$$

Момент сопротивления при установке шины плашмя по таблице 4.9 и рисунку 4.3

$$J = 0,175 \cdot b \cdot k^2 = 0,175 \cdot 3 \cdot 10^{-3} \cdot (15 \cdot 10^{-3})^2 = 1,15 \cdot 10^{-7} \text{ м}^4$$

Тогда

$$\sigma_{расч} = \frac{P^{(3)}}{J} = \frac{51,7 \cdot 1,5}{10 \cdot 1,15 \cdot 10^{-7}} = 67,4 \text{ МПа}$$

Поскольку $70 \text{ МПа} > 67,4 \text{ МПа}$, то условие (4.27) выполняется, т. е. шины являются механически устойчивыми.

Проверим шины на термическую устойчивость по условию (4.34)

$$Z_{доп} > Z_{расч}$$

По таблице 4.10 находим значение допустимой температуры для алюминиевых шин ($a_{доп} = 200^\circ \text{C}$).

Определим температуру шин до момента короткого замыкания по формуле (4.36):

$$I_{р.макс}^2 \cdot (25 + (70 - 25) \cdot \frac{20,2}{156,75}) = 25,7^\circ \text{C}$$

По значению $Z_{расч} = 25,7^\circ \text{C}$ находим по кривым (рисунок 4.6) для алюминия

$$A_{жн} = 0,21 \cdot 10^4 \text{ А}^2 \text{с/мм}^2$$

По формуле (4.35) определим:

$$A_{зк} = A_{жн} + |y| \cdot \Gamma_{\Phi} = 0,21 \cdot 10^4 + \sqrt{5000} \cdot 1,4 = 1,94 \text{ А}^2 \text{с/мм}^2$$

По значению $A_{зк}$ по графику (рис. 4.6) найдем $Z_{расч} = 320^\circ \text{C}$. Это превышает $Z_{доп} = 200^\circ \text{C}$. Таким образом, шины не подходят по условию термической устойчивости.

Увеличим сечение шины на одну ступень. Примем по таблице П.14.3 (приложение 14) сечение шины $20 \times 3 = 60 \text{ мм}^2$. Допустимый ток для табличных условий составляет $I_{\text{доп}} = 215 \text{ А}$.

С учетом поправочных коэффициентов

$$I_{\text{доп}} = 0,95 \cdot 215 = 204,3 \text{ А}$$

Проверим шины на электродинамическую устойчивость.

По таблице 4.8 $удоп = 70 \text{ МПа}$. Сила

$$P^{(3)} = 1,76 \sqrt{y}^2 \cdot 10^{-1} = 1,76 \cdot 7^2 \cdot 10^{-1} = 51,7 \text{ Н}$$

Момент сопротивления

$$Ж = 0,17 B_k^2 = 0,17 \cdot 3 \cdot 10^3 \cdot (20 \cdot 10^3)^2 = 2,04 \text{ м}^3$$

Расчетное напряжение в шинах по формуле (4.29):

$$\sigma_{\text{расч}} = \frac{P^{(3)}}{10Ж} = \frac{51,7 \cdot 1,5}{10 \cdot 2,04 \cdot 10^{-7}} = 38 \text{ МПа}$$

Поскольку $38 \text{ МПа} < 70 \text{ МПа}$, то условие (4.27) выполняется.

Проверим шины на термическую устойчивость. По таблице 4.10 для алюминиевых шин $здоп = 200 \text{ }^\circ\text{C}$.

Температура шин до момента короткого замыкания

$$z = z_{\text{доп}} + (z_{\text{н}} - z_{\text{доп}}) \cdot I_{\text{р. макс}} = 25 + (70 - 25) \cdot \frac{204,3}{215} = 25,4 \text{ }^\circ\text{C}$$

По значению $z_{\text{н}} = 25,4 \text{ }^\circ\text{C}$ по кривым на рисунке 4.6 находим

$$A_{3к} = 0,2 \cdot 10^4 \text{ А}^2 \text{ с/мм}^2$$

По формуле (4.35)

$$A_{3к} = A_{\text{н}} + \left(\frac{P}{\Phi} \right)^2 = 0,2 \cdot 10^4 + \left(\frac{5000}{60} \right)^2 \cdot 1,4 = 1,17 \text{ А}^2 \text{ с/мм}^2$$

Для данного значения $A_{3к} = 1,17 \text{ А}^2 \text{ с/мм}^2$ по графику

(рис. 4.6) $z_{\text{расч}} = 160 \text{ }^\circ\text{C}$.

Поскольку $160 \text{ }^\circ\text{C} < 200 \text{ }^\circ\text{C}$, то условие (4.34) выполняется.

Результаты расчетов заносим в таблицу 4.19.

Таблица 4.19

Условия выбора и проверки шин РУ-10 кВ

Параметры	Каталожная величина	Расчетная величина установки	Условия выбора и проверки
Экономическое сечение, мм^2	60	18,4	$60 > 18,4$
Длительный допустимый ток, кА	204,3	20,2	$204,3 > 20,2$
Допустимое напряжение в материале шин при коротком замыкании, МПа	70	38	$70 > 38$
Максимальная допустимая температура при кратковременном нагреве, $^\circ\text{C}$	200	160	$200 > 160$

Таким образом, выбранные шины размером $20 \times 3 = 60 \text{ мм}^2$ удовлетворяют всем условиям и могут быть установлены на данной подстанции.

6. Выбор и проверка изоляторов. Для крепления шин в РУ-10 кВ ЗТП выберем опорные изоляторы внутренней установки типа ОФ-10-375У3, а для ввода ВЛ 10 кВ в ЗТП — проходные изоляторы внутренней/наружной установки типа ИП-10/630-750У1. Занесем в таблицы 4.20 и 4.21 каталожные данные изоляторов и сравним эти данные с расчетными.

Таблица 4.20

Условия выбора и проверки опорных изоляторов типа ОФ-10-375У3

Параметры	Каталожная величина	Расчетная величина установки	Условия выбора и проверки
Номинальное напряжение	$U_{\text{н}} = 10 \text{ кВ}$	$U_{\text{н. уст}} = 10 \text{ кВ}$	$10 = 10$
Допустимая нагрузка на головку изолятора	$P_{\text{доп}} = 2208 \text{ Н}$	$P_{\text{расч}} = 51,7 \text{ Н}$	$2208 > 51,7$

Определим допустимое усилие на изолятор. Поскольку шины устанавливаются плашмя, то по формуле (4.39):

$$P_{\text{доп}} = 0,6 P_{\text{раз}} = 0,6 \cdot 3680 = 2208 \text{ Н}$$

ПРЕДОХРАНИТЕЛИ, РАЗЪЕДИНИТЕЛИ И ВЫКЛЮЧАТЕЛИ НАГРУЗКИ

Цель работы. Изучить типы низковольтных и высоковольтных предохранителей, разъединителей внутренней и наружной установки, выключателей нагрузки, применяемых в сельском хозяйстве.

План работы:

1. Изучить устройство низковольтных (ПР, ПН, НПН) и высоковольтных (ПК, ПКТ, ПВТ) предохранителей.
2. Изучить процесс гашения дуги в патронах предохранителей и средства, предотвращающие при этом недопустимое перенапряжение.
3. Изучить устройство разъединителей внутренней и наружной установки, обратив внимание на блокировку рабочих и заземляющих ножей разъединителя РЛНДЗ-10.
4. Изучить устройство выключателя нагрузки типа ВВП-16, обратив внимание на сходство выключателя нагрузки с разъединителем РБ-10/400. Найти отличительные детали конструкции выключателя нагрузки.
5. Изучить процесс гашения дуги у выключателя нагрузки, а также порядок работы главных и дугогасительных ножей при включении и отключении.
6. Ознакомиться с устройством автоматического отключения выключателя нагрузки ВВП-17 и его работой при перегорании одного из предохранителей.
7. Ознакомиться с приводом ПРА-17, проверить работу механизма свободного расцепления.

Общие сведения.

Предохранители. Они предназначены для защиты электрических установок от перегрузок и коротких замыканий. Работа предохранителей основана на тепловом действии тока. Плавкая вставка предохранителей, как и всякий проводник, нагревается током. При возникновении перегрузки или короткого замыкания (КЗ) плавкая вставка перегорает и цепь разрывается.

По приложению 80, приведенному в литературе [16], находим $G_{раз} = 375 \text{ кгс} = 3680 \text{ Н}$.

Наибольшая расчетная нагрузка на опорный изолятор по формуле (4.41):

$$P^{(3)} = 1,76 / y^2 \cdot K_{уд} \cdot 10^4 = 1,76 \cdot 7^2 \cdot 0,25 \cdot 10^4 = 51,7 \text{ Н}.$$

Поскольку $2208 \text{ Н} > 51,7 \text{ Н}$, то условие (4.39) соблюдается.

Таблица 4.21

Условия выбора и проверки проходных изоляторов типа ИП-10/630-750У1

Параметры	Каталожная величина	Расчетная величина установки	Условия выбора и проверки
Номинальное напряжение	$U_{на} = 10 \text{ кВ}$	$U_{н.уст} = 10 \text{ кВ}$	$10 = 10$
Номинальный ток	$I_{на} = 630 \text{ А}$	$I_{ш.пек} = 20,2 \text{ А}$	$630 > 20,2$
Допустимая нагрузка на головку изолятора	$G_{доп} = 4415 \text{ Н}$	$G_{расч} = 25,85 \text{ Н}$	$4415 > 25,85$

Допустимая нагрузка определяется по выражению (4.39):

$$G_{доп} = 0,6 \cdot G_{раз} = 0,6 \cdot 750 = 450 \text{ кгс} = 4415 \text{ Н}.$$

По приложению 81, приведенному в литературе [16], находим

$$G_{раз} = 750 \text{ кгс}.$$

Расчетная нагрузка для проходного изолятора (4.42):

$$G_{расч.пр} = 0,6 \cdot G_{расч.пр} = 0,6 \cdot 51,7 = 25,85 \text{ Н}.$$

Поскольку $4415 \text{ Н} > 25,85 \text{ Н}$, то условие (4.39) выполняется.

По способу и эффективности гашения электрической дуги предохранители разделяются на две основные группы:

1. Предохранители без токоограничения. В этих предохранителях дуга гасится в момент перехода тока через нулевое значение. К их числу относятся стреляющие, пластинчатые и трубчатые (без заполнения) предохранители;

2. Предохранители с токоограничением. В этих предохранителях дуга гасится и ток короткого замыкания обрывается ранее, чем он достигает ударного значения. К этой группе относятся все типы трубчатых предохранителей с наполнителем и предохранители с фибровыми трубками.

При применении токоограничивающих предохранителей гашение дуги происходит на участке 0-1 (рис. 4.9), т. е. ток короткого замыкания не достигает своего максимального значения (точка «1»). В предохранителях без токоограничения гашение дуги происходит при прохождении тока через нулевое значение (точка «2»), и оборудование испытывает на себе действие ударного тока КЗ.

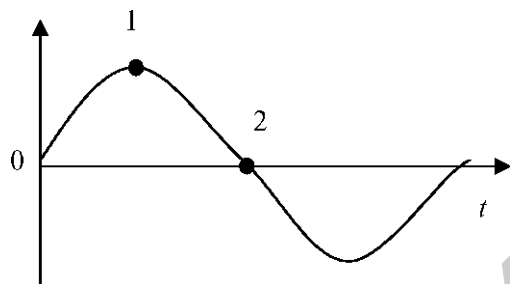


Рис. 4.9. Изменение тока КЗ во времени

Одним из средств токоограничения и улучшения гашения дуги являются **газогенерирующие материалы**, в частности, фибра. При возникновении дуги фибра выделяет водород (40 %) и углекислый газ (60 %). Давление в трубке резко повышается, что вызывает гашение дуги. Благодаря быстрой ионизации дугового промежутка его сопротивление резко возрастает, вследствие чего ток КЗ в цепи уменьшается и не достигает своего максимального значения.

Другим средством токоограничения и улучшения гашения дуги является **использование мелкозернистого наполнителя** (кварцевый песок, тальк). Электрическая дуга, возникшая на месте плавкой вставки, горит в контакте с мельчайшими частицами наполнителя. Это обеспечивает интенсивный отвод тепла от электрической дуги и способствует быстрому ее гашению. Ток в цепи обрывается раньше его естественного прохождения через нулевое значение.

В настоящее время с целью токоограничения в предохранителях широко применяется так называемый **металлургический эффект**. На медную или покрытую серебром проволоку наносят оловянный шарик диаметром 1...3 мм. При нагреве проволоки до температуры, близкой к температуре плавления олова (230 °С), молекулы олова начинают усиленно диффундировать в материал проволоки, образуя сплав из двух материалов. В месте нахождения шарика проволока быстро плавится и вставка перегорает при температуре, близкой к температуре плавления олова.

В момент перегорания плавкой вставки предохранителя возникает перенапряжение. Для его уменьшения стремятся сократить длину вставки. Это достигается использованием промежутка переменной величины, который в момент перегорания плавкой вставки получается очень коротким (3.5 см), а затем быстро увеличивается до нескольких десятков сантиметров из-за механического перемещения одного из электродов.

Другой способ снижения перенапряжения заключается в применении ступенчатых плавких вставок, выполненных с разным сечением по длине.

В сетях напряжением до 1 кВ обычно используются предохранители типов ПР (предохранитель с разборным патроном без наполнителя), ПН (с наполнителем, разборный), НПН (с наполнителем, неразборный).

Применяются также насыпные предохранители с неразборным патроном серии ПН-31, рассчитанные на номинальный ток 32.100 А и напряжение 660 В. Все токоведущие части предохранителей (в том числе плавкая вставка) выполнены из алюми-

ния. Использование этих предохранителей позволяет экономить более дорогой медный прокат.

В сетях напряжением свыше 1 кВ применяются предохранители типов ПК (предохранитель с кварцевым наполнителем токоограничивающий) и ПВТ (предохранитель выхлопной трубчатый).

Конструкция предохранителя ПК приведена на рисунке 4.10.

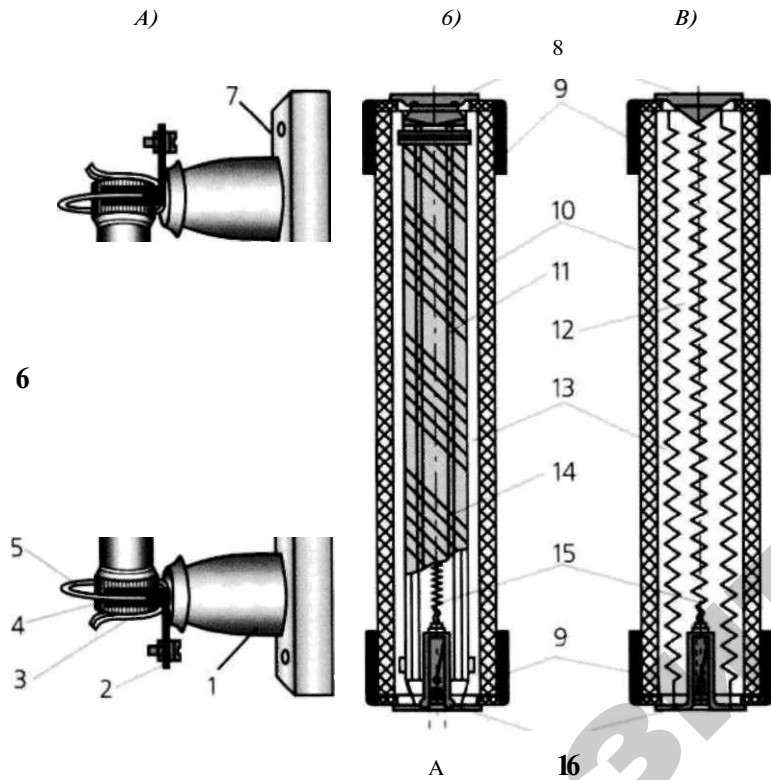


Рис. 4.10. Предохранитель ПК-10:

- а - общий вид; б - патрон с плавкой вставкой на керамическом основании; в - патрон с плавкой вставкой в виде спирали; 1 - опорный изолятор; 2 - контактные зажимы; 3 - упор; 4 - контактные губки; 5 - фиксирующий замок; 6 - патрон; 7 - основание; 8 - крышка; 9 - латунные обоймы; 10 - фарфоровая трубка; 11 - плавкая вставка; 12 - спиральная плавкая вставка; 13 - кварцевый песок; 14 - керамическое основание; 15 - вспомогательная плавкая вставка; 16 - указатель срабатывания

Конструкция предохранителя ПВТ приведена на рисунке 4.11.

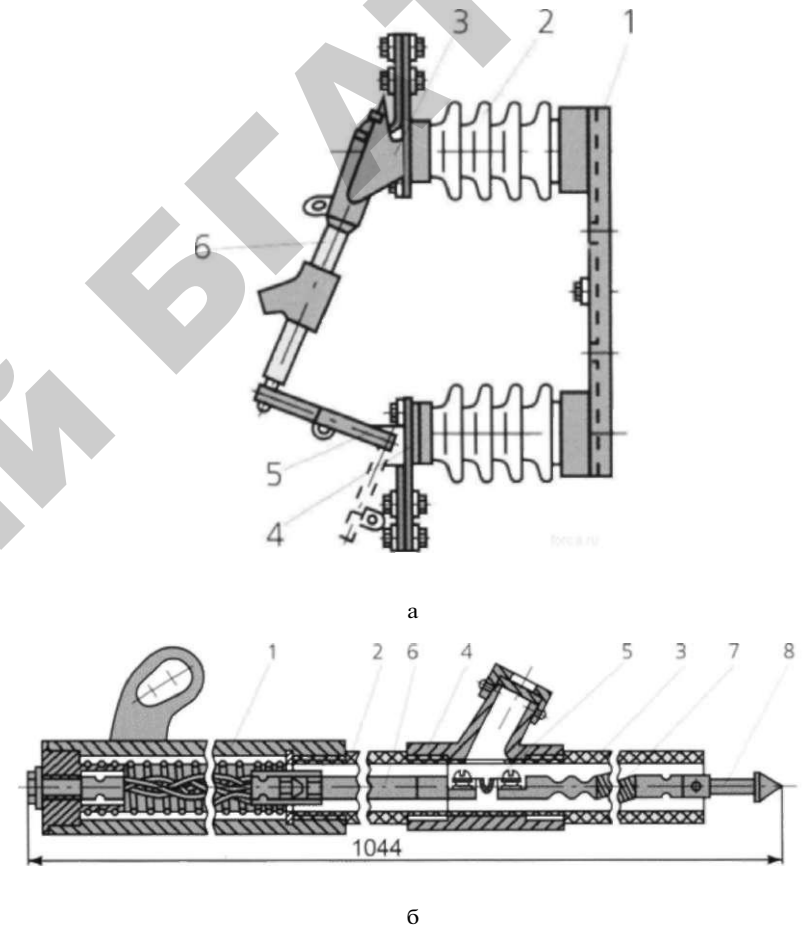


Рис. 4.11. Предохранитель типа ПВТ:

- а - общий вид предохранителя ПВТ-35: 1 - основание; 2 - опорный изолятор; 3 - верхняя головка; 4 - нижняя головка; 5 - контактный нож; 6 - патрон; б - патрон предохранителя ПВТ-35: 1 - корпус; 2, 3 - виниловые трубки; 4 - стальной патрубок; 5 - плавкая вставка; 6 - токоведущий стержень; 7 - гибкий проводник; 8 - наконечник.

Разъединители. Разъединителем называется высоковольтный аппарат, предназначенный для включения и отключения участков электрических установок, находящихся под напряжением, но при отсутствии нагрузочного тока.

Разъединитель обеспечивает видимый разрыв цепи, что позволяет эксплуатационному персоналу убедиться в возможности безопасного приближения к отсоединенным частям установки.

Разъединители не предназначены для отключения нагрузочных токов. Поэтому они не снабжаются гасительными устройствами. В виде исключения допускается применять разъединители для включения и отключения небольших токов.

Например, допускается коммутация трансформаторов напряжения, зарядного тока сборных шин и оборудования, тока замыкания на землю до 5 А (для линии напряжением 20...35 кВ) и до 30 А (для линии напряжением до 10 кВ, ненагруженных воздушных линий напряжением 10 кВ и длиной до 10 км). Считается возможным также включать и отключать заземление нейтрали трансформаторов, ненагруженных кабельных линий (напряжением до 20 кВ любой длины и до 30 км линий напряжением 35 кВ), токи холостого хода трансформаторов напряжением 10 и 35 кВ ограниченной мощности.

По характеру движения ножей разъединители могут быть следующих типов:

1) рубящего типа (с вращением ножей в плоскости, параллельной осям опорных изоляторов одного полюса);

2) поворотного типа (с вращением ножей в плоскости, перпендикулярной осям изоляторов одного полюса).

По роду установки различают разъединители для внутренней (РВ) и наружной (РЛНД, РНД и др.) установки (рис. 4.12 и рис. 4.13).

По числу полюсов различают однополюсные и трехполюсные разъединители.

По способу установки ножей различают разъединители с горизонтальным или вертикальным расположением ножей.

По наличию заземляющих ножей различают разъединители с ножами для заземления (РНДЗ) и без ножей для заземления (РНД).

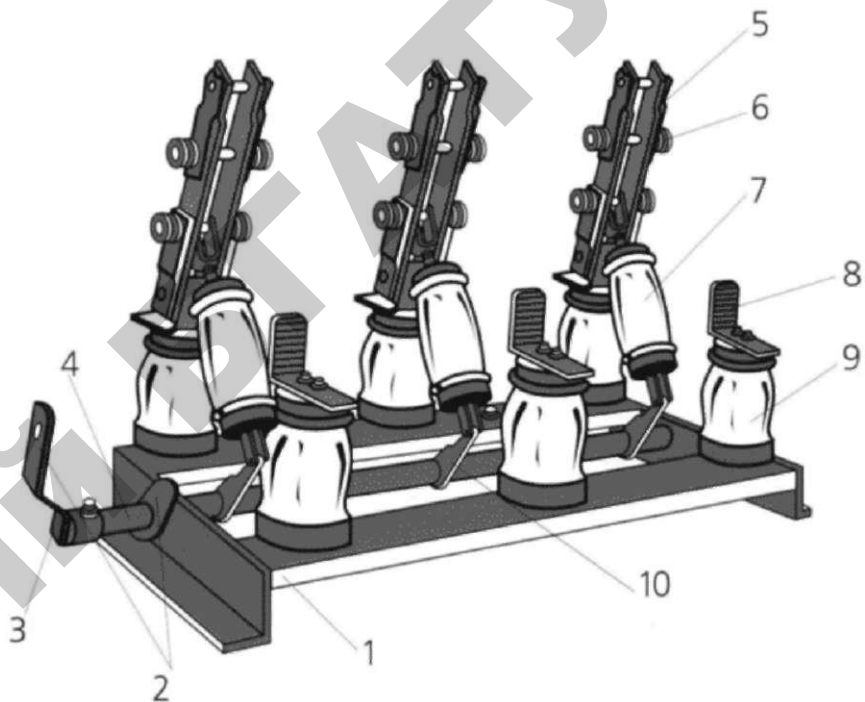


Рис. 4.12. Разъединитель внутренней установки типа РВ-10:
1 - рама; 2 - упор ограничения поворота вала; 3 - рычаг;
4 - вал; 5 - подвижный контакт; 6 - пружина;
7 - фарфоровая тяга; 8 - неподвижный контакт;
9 - опорный изолятор; 10 - рычаг

Разъединители маркируются следующим образом. Например, РЛНДЗ 10/400 - разъединитель на номинальное напряжение 10 кВ, номинальный ток 400 А, линейный, для наружной установки, две приводные штанги, с заземляющими ножами.

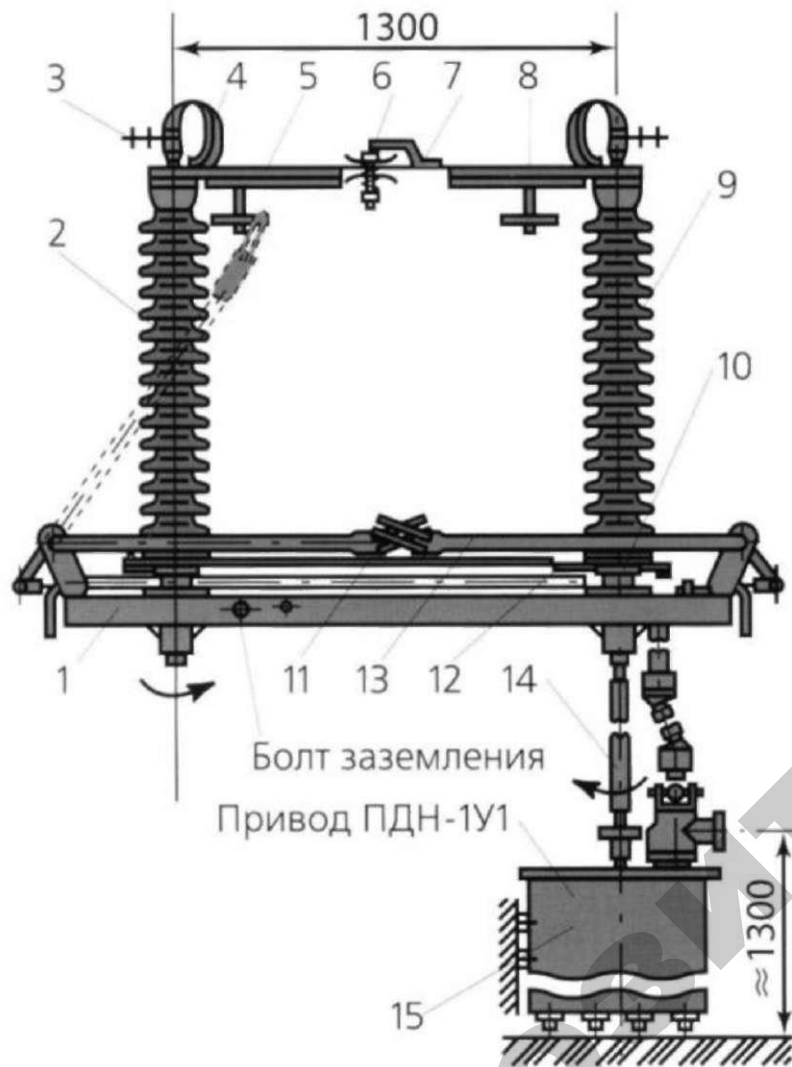


Рис. 4.13. Разъединитель наружной установки типа РНДЗ-2-110:
 1 - основание; 2 и 9 - колонки изоляторов; 3 - зажимы; 4 - гибкие связи;
 5 - нож; 6 - пальцевые ламели; 7 - лопатка; 8 - контакт для заземляющего ножа;
 10 - подшипник колонки; 11 - заземляющие ножи разъединителя; 12 - рычаг;
 13 - тяга; 14 -- вал; 15 - привод

Выключатели нагрузки. В электрических установках, характеризующихся относительно небольшой силой токов короткого замыкания (до 400 А), применение высоковольтных выключателей, отключающая способность которых выражается током отключения величиной в единицы и десятки килоампер (кА), нельзя считать экономически целесообразным. В таких установках применяют выключатели нагрузки, которые способны включать и отключать рабочие токи нагрузки, при напряжении 10 кВ - 200 А, 6 кВ - 400 А.

Выключатели нагрузки представляют собой трехполюсные разъединители с надстроенными на их неподвижных контактах гасительными камерами с твердым газогенерирующим веществом рассчитанными на гашение дуги лишь при отключении токов нагрузки и перегрузки.

Выключатели нагрузки изготавливают на основе разъединителей типа РВ-10/400. Следует отметить, что в отличие от них выключатели нагрузки снабжены дугогасительными контактами, дугогасительной камерой, отключающими пружинами и буферами.

Выпускаются выключатели нагрузки типа ВН-16 на напряжение 10 кВ с дугогасительными камерами, в которых в качестве газогенерирующего материала используются вкладыши из оргстекла.

Для отключения коротких замыканий используются плавкие предохранители, устанавливаемые последовательно с выключателями нагрузки. Выключатель, скомплектованный из ВН-16 и плавких предохранителей типа ПК, имеет обозначение ВНП-16.

Отключающая способность выключателей нагрузки типа ВНП-16 определяется предохранителями и составляет 200 МВ·А. Следует отметить, что при перегорании одного из предохранителей потребители, подключенные за выключателем нагрузки, получают неполнофазное питание. Этот недостаток устранен в выключателе нагрузки ВНП-17, который снабжен специальным устройством для автоматического отключения после перегорания хотя бы одного предохранителя. Выключатель нагрузки типа ВНП-17 с предохранителями ПК приведен на рисунке 4.14.

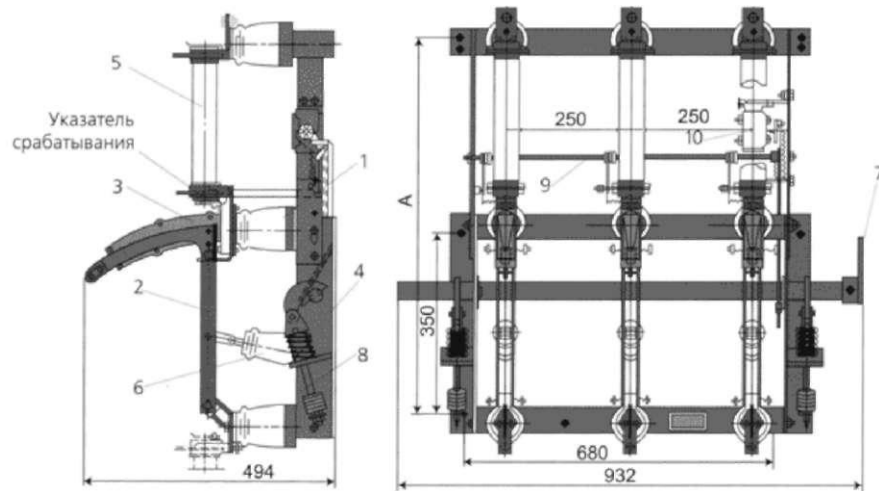


Рис. 4.14. Выключатель нагрузки ВНП-17 на 6 и 10 кВ:

- 1 - опорный изолятор; 2 - нож; 3 - дугогасительное устройство;
 4 - фарфоровая тяга; 5 - патрон предохранителя; 6 - отключающая пружина;
 7 - рычаг для присоединения к приводу; 8 - опорная рама выключателя нагрузки;
 9 - устройство, отключающее выключатель при перегорании предохранителя на любом из трех полюсов; 10 - отключающий электромагнит

Рабочие контакты выключателя выполнены в виде двухполюсного ножа 2, охватывающего контактную стойку (рис. 4.14). Дугогасительные контакты расположены в камере 3 и состоят из неподвижных полусферических контактов и неподвижного дугогасительного ножа 2, прикрепленного при помощи стальных полос к главному ножу. Дугогасительная камера имеет пластмассовый корпус и вкладыши из оргстекла, в узкой щели между которыми перемещается нож (рис. 4.15).

При отключении сначала размыкаются главные контакты, а затем дугогасительные. Электрическая дуга горит в узкой щели между дугогенерирующими вкладышами. Давление в камере возрастает и в конце хода дугогасительного ножа происходит выхлоп ионизированных газов в атмосферу. Дуга гаснет.

Вкладыши необходимо заменять через каждые 3 отключения максимального тока и 75 отключений номинального тока.

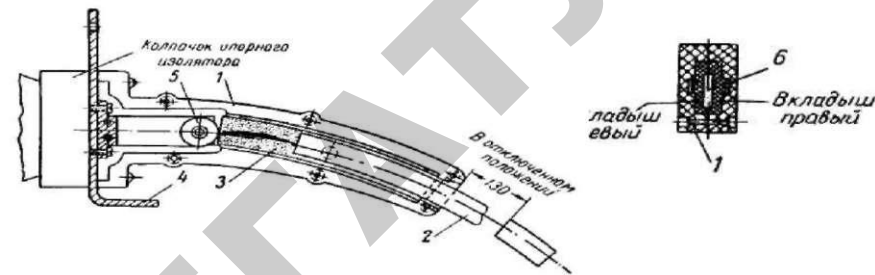


Рис. 4.15. Дугогасительная камера выключателя нагрузки:

- 1 - щеки гасительной камеры; 2 - контактный нож; 3 - вкладыш;
 4 - неподвижный рабочий контакт; 5 - неподвижный дугогасительный контакт; 6 - дуговой паз

Выключатели нагрузки предназначены для установки в закрытых помещениях и управляются ручными рычажными приводами с механизмом свободного расцепления (ПРА-12, ПР-16, ПР-17, ПРА-17).

Привод ПРА-17, предназначенный для ВНП-17, имеет отключающий электромагнит, в цепи управления которого находится контакт, замыкающийся при перегорании предохранителя.

Выключатели нагрузки серии ВНМ-10 (рис. 4.16) с приводом пружинным серии ПП-16 предназначены для работы в камерах КСО-396, комплектных трансформаторных подстанциях и в шкафах комплектных распределительных устройств, рассчитанных на класс напряжения 6.10 кВ.

Выключатель нагрузки ВНМ-10 состоит из монолитной рамы 1, выполненной из конструкционного электроизоляционного материала, на соответствующие выступы которой установлены подвижные контактные ножи 2 и неподвижные контакты 3. Вращение контактных ножей осуществляется рычажным валом 4 и изоляционными тягами 5. На неподвижных контактах установлены дугогасительные камеры 6. Подвижные дугогасительные контакты 7 расположены на контактных ножах.

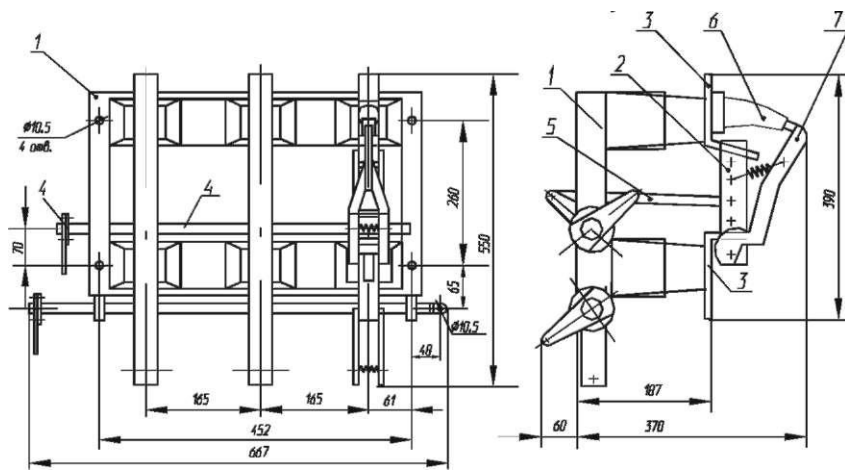


Рис. 4.16. Выключатель нагрузки ВНМ-10 с ножами заземления снизу

Выключатель управляется отдельно устанавливаемым пружинным приводом 8, вынесенным на переднюю панель ячейки, посредством тяг 9 (рис. 4.17).

Для получения различных типоразмеров выключателей на раму устанавливают (сверху или снизу) ножи заземления и предохранители с одним контактом на выключателе и другим на отдельно устанавливаемой монолитной полураме из электроизоляционного материала. На полураме может быть установлено устройство для подачи команды на отключение при перегорании одного из предохранителей.

Принцип действия выключателя основан на гашении электрической дуги, возникающей при размыкании дугогасительных контактов, потоком газа, образующегося в результате воздействия высокой температуры дуги на твердое газогенерирующее вещество.

Привод имеет дистанционное или местное оперативное управление. Местное управление производится переводом рычага для управления выключателем сверху вниз или снизу вверх для отключения или включения соответственно. Дистанционное управление производится при взведенных пружинах с помощью электромагнита, установленного в приводе. В конструкции приводов дистанционного управления предусмотрена возможность перехода на местное управление при наладочных работах.

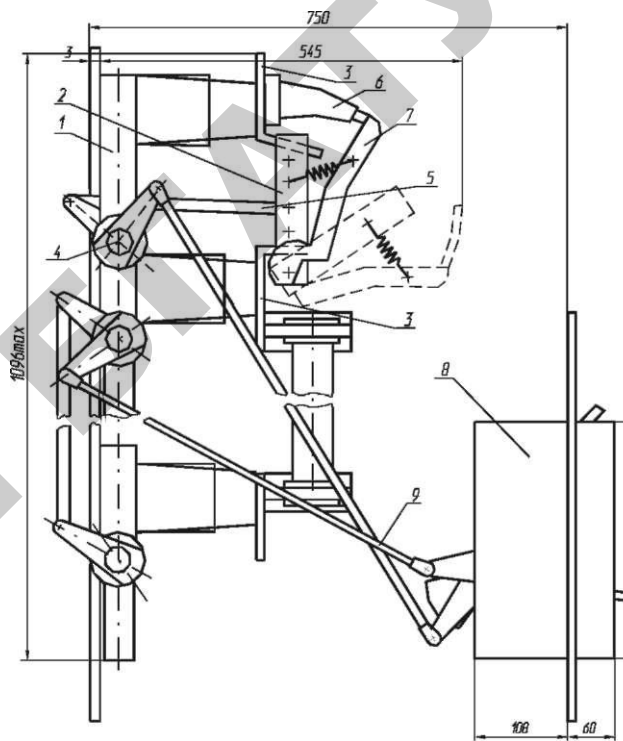


Рис. 4.17. Выключатель нагрузки ВНМ-10 с предохранителями и спаренными ножами заземления снизу с приводом ПП-16 в камере КСО-301

Привод обеспечивает независимое от скорости действий обслуживающего персонала время включения и отключения.

Управление ножами заземления осуществляется переводом рычага сверху вниз или снизу вверх той же съемной рукояткой, что и для главных ножей выключателя.

Все необходимые блокировки от ошибочного воздействия оператора содержатся в приводе.

По сравнению с аналогами выключатель нагрузки ВНМ-10 имеет следующие преимущества:

1. Изоляционно-корпусная система выключателя стабильно выдерживает электродинамическое воздействие токов 81 кА и испытания на дугостойкость.

2. Конструкция дугогасительной камеры обеспечивает успешное отключение как больших, так и малых токов. При этом время горения дуги не превышает двух полупериодов.

3. Конструкция пружинного привода имеет высокую надежность, стабильно обеспечивает требуемую скорость как при отключении, так и при включении выключателя.

4. Привод имеет исполнения для дистанционного или местного управления операциями включения или отключения.

5. Выключатели имеют типоразмеры с ножами заземления и предохранителями, устанавливаемыми как снизу, так и сверху, а также с ножами заземления и предохранителями, устанавливаемыми в различном сочетании по их взаимному расположению (нож заземления снизу предохранитель сверху или наоборот).

6. Выключатель имеет типоразмер с предохранителями, с обоих концов которых установлены ножи заземления, работающие синхронно от одной рукоятки привода.

7. Выключатели с предохранителями имеют типоразмеры с устройствами для подачи команды на автоматическое отключение и сигнализацию при перегорании одного из предохранителей.

8. Главные ножи и ножи заземления надежно и компактно механически заблокированы между собой в приводе.

9. Собственное время включения выключателя составляет не более 0,2 с, собственное время отключения — не более 0,1 с.

10. Выключатель с приводом имеют высокую заводскую готовность за счет рациональной кинематической связи друг с другом и поэтому они не требуют дополнительных монтажных работ.

11. Выключатель с приводом не требуют замены деталей в течение всего срока службы при соблюдении правил транспортировки, хранения, монтажа и эксплуатации.

Ресурс выключателя составляет 8000 циклов в течение срока службы (не менее 25 лет).

Указания по выполнению работы. При изучении устройства предохранителей особое внимание следует обратить на зависимость конструкции плавких вставок от класса напряжения и величины тока.

При изучении конструкции выключателя нагрузки следует обратить внимание на конструктивное сходство с разъединителем

РВ-10/400. При этом найти отличия в конструкции выключателя нагрузки, определить положения, в которых работают буферы и их назначение.

Изучая конструкцию разъединителей и выключателей нагрузки, необходимо отметить, что на стенде представлены не все их виды. Промышленность выпускает выключатели нагрузки вакуумного типа ВНБ 10/630, разъединители внутренней установки типа РРИ, а также клиновидного типа (РКВЗ, РВРЗ, РЛК, РРЗ, РГ и др.).

Порядок выполнения работы.

1. Ознакомиться с паспортными данными предохранителей, разъединителей и выключателей нагрузки, представленных на стенде. Записать их данные в протокол.

2. Изучить конструкцию высоковольтных и низковольтных предохранителей, разъединителей внутренней и наружной установки, выключателей нагрузки. Выполнить их эскизы.

3. Изучить процесс гашения дуги в предохранителях. Обратить внимание при этом на зависимость конструкции предохранителей от способа токоограничения. Изучить работу указателя срабатывания предохранителя.

4. Ознакомиться с устройством автоматического отключения выключателя нагрузки ВНП-17 при перегорании любого из предохранителей. Опробовать работу устройства, имитируя перегорание одного из предохранителей.

5. Ознакомиться с приводом ПРА-17, проверить работу механизма свободного расцепления.

Содержание отчета.

1. Цели и задачи работы.
2. Краткое описание и паспортные данные изучаемых аппаратов.
3. По указанию преподавателя выполнить эскизы предохранителя, разъединителя и выключателя нагрузки.

Контрольные вопросы.

1. Каково назначение предохранителей, разъединителей и выключателей нагрузки?
2. Объясните устройство предохранителей ПР, ПН, НПН, ПК, ПКТ, ПВТ.

3. Назовите способы токоограничения и средства снижения перенапряжения при гашении электрической дуги в предохранителях.

4. Объясните устройство разъединителей внутренней и наружной установки.

5. Какие величины токов допускается выключать и включать разъединителями?

6. Каковы основные отличия выключателей нагрузки от разъединителей?

7. Объясните устройство выключателей нагрузки ВМП-16, ВМП-17.

8. Как часто нужно менять дугогасительные вкладыши у выключателей нагрузки?

9. Почему выключатели нагрузки ВМП-17 отключаются после перегорания одного из предохранителей?

Работа 6.

МАЛООБЪЕМНЫЕ МАСЛЯНЫЕ И ЭЛЕКТРОМАГНИТНЫЕ ВЫКЛЮЧАТЕЛИ

Цель работы. Изучить типы и конструкцию высоковольтных малообъемных и электромагнитных выключателей, применяемых в сельских электрических сетях.

План работы:

1. Ознакомиться с содержанием работы и марками выключателей.
2. Изучить конструкцию выключателей.
3. Ознакомиться с техническими характеристиками выключателей, представленных в лаборатории.

Общие сведения. К основным аппаратам распределительных устройств электростанций и трансформаторных подстанций относятся выключатели, разъединители, реакторы, разрядники, измерительные трансформаторы тока и напряжения, предохранители.

Выключатели являются аппаратами высокого напряжения. Они служат для распределения мощных потоков электроэнергии и управления ими, обеспечивая надежную работу энергоустановок и систем при аварийных режимах.

Выключатели осуществляют оперативное включение и отклю-

чение, а также защиту электроустановок от токов короткого замыкания. Кроме номинальных значений тока и напряжения основными показателями для выключателей являются номинальные токи отключения, включения и электродинамической стойкости, т. е. наибольшие токи короткого замыкания, которые выключатель способен отключить, включить и пропустить через себя не размыкаясь.

По способу гашения дуги различают масляные, воздушные, элегазовые, электромагнитные, вакуумные и др. выключатели. В данной лабораторной работе рассматриваются два типа выключателей: масляные и электромагнитные.

Масляные выключатели. В зависимости от количества масла масляные выключатели делятся на две группы: с большим объемом масла (ВМ, ВМБ, МКП и др.) и с малым объемом (ВМГ, ВМП и др.).

В многообъемных выключателях масло гасит дугу, а также изолирует токоведущие части друг от друга и от заземленного бака.

В малообъемных выключателях масло служит только для гашения дуги. Для изоляции токоведущих частей используются твердые изоляционные материалы.

Кроме того, данные группы характеризуются различными принципами гашения дуги. У многообъемных выключателей возникающая при расхождении контактов дуга действием высокой температуры разлагает масло, образуя газовый пузырь, который на 70 % состоит из водорода, с областью высокого давления. Дуга при этом охлаждается (водород обладает большой теплопроводностью) и (при дальнейшем увеличении расстояния между контактами) гаснет.

В малообъемных выключателях электрическая дуга гасится потоком газомасляной смеси, образующейся в результате интенсивного разложения трансформаторного масла под действием высокой температуры дуги. Этот поток получает определенное направление в специальном дугогасящем устройстве, которое называется дугогасительной камерой.

Выключатель ВМГ-10. Выключатель ВМГ-10 (масляный, горшковый) применяется на напряжении 6,10 кВ при номинальных токах 630 и 1000 А (рис. 4.18). Он разработан для замены широко распространенного выключателя ВМГ-133 для комплектных стационарных устройств КСО (ВМГ-10 имеет лучшие характеристики и более удобен в эксплуатации).

Каждый полюс 1 выключателя (рис. 4.19) помещен в отдельном

цилиндре. Поскольку токоведущие шины присоединяют непосредственно к крышкам цилиндров, то они оказываются под напряжением. В этой связи все три полюса малообъемного выключателя крепят к общей раме с помощью изоляторов 2.

Управление выключателями может осуществляться приводами ПП-67, ПЭ-11 и другими. При этом оперативное включение выключателя производится за счет энергии привода, а отключение — за счет отключающих пружин самого выключателя.

Основанием выключателя служит рама 1, на которой смонтированы три полюса. Каждый полюс крепится к раме на двух опорных изоляторах. Полюс состоит из цилиндра 2, проходного изолятора 3, дугогасительной камеры 4, подвижного токоведущего стержня 5 и неподвижного розеточного контакта 6.

Цилиндр выключателя рассчитан на номинальный ток 630 А и выполнен из стали. Для уменьшения индукционного нагрева вихревыми токами продольный шов цилиндра заварен латунью.

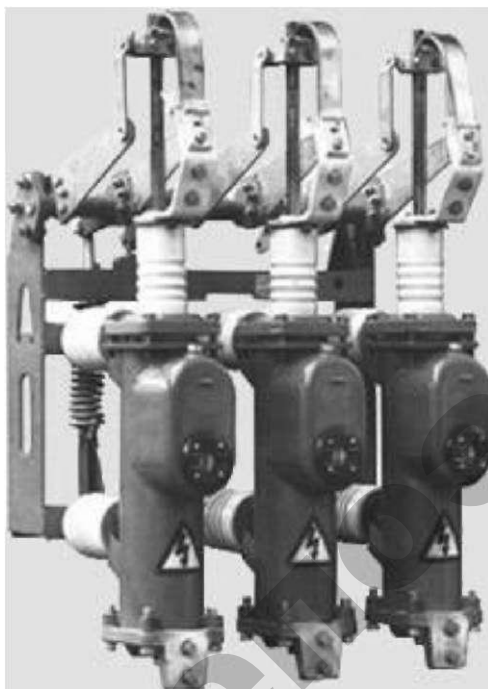


Рис. 4.18. Общий вид выключателя ВМГ-10

У выключателя, рассчитанного на ток 1000 А, цилиндр выполнен целиком из латуни. К верхней части цилиндра приварен дополнительный резервуар 7 с маслоотделителем 8, который предотвращает выброс масла из цилиндра выключателя при отключении токов короткого замыкания. Образующиеся при этом газы выходят через жалюзи в дополнительном резервуаре. Цилиндр (в нижней части) закрывается съемной крышкой, на которой крепится неподвижный розеточный контакт. Устройство розеточного контакта и дугогасительной камеры, аналогично устройствам выключателя ВМП-10 (будет рассмотрен ниже).

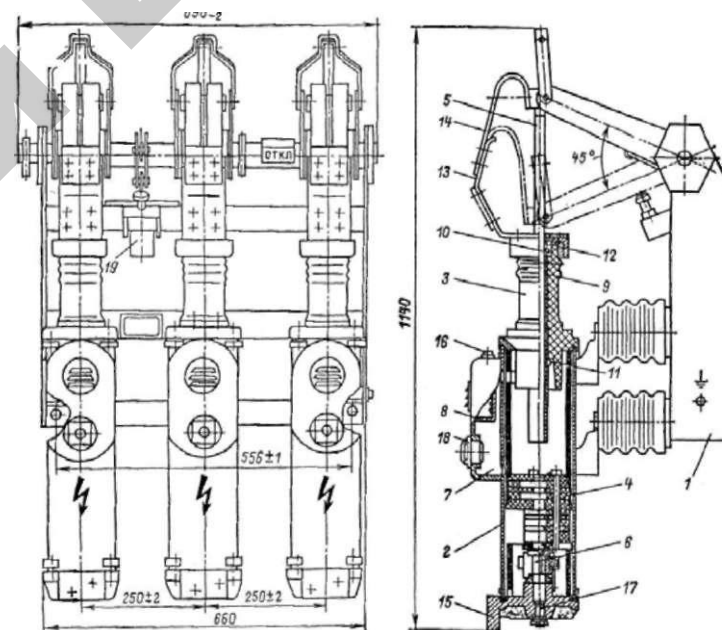


Рис. 4.19. Выключатель типа ВМГ-10

- 1 - рама; 2 - цилиндр; 3 - проходной изолятор; 4 - дугогасительная камера;
- 5 - подвижный токоведущий стержень; 6 - неподвижный розеточный контакт;
- 7 - дополнительный резервуар; 8 - маслоотделитель; 9 - бакелитовая трубка;
- 10, 11 - резиновые манжеты; 12 - кожаная манжета; 13 - верхний вывод (скоба);
- 14 - гибкая связь; 15 - нижний вывод (крышка); 16 - маслониливающая пробка;
- 17 - маслоспускное отверстие; 18 - маслоуказатель; 19 — масляный буфер

Изоляция токоведущего стержня 5 от цилиндра осуществляется с помощью проходного изолятора 3, укрепленного в верхней части цилиндра. Для усиления изоляции и направления движущегося токоведущего стержня в изолятор вставлена бакелитовая трубка 9.

Резиновые манжеты 10 и 11 проходного изолятора не допускают вертикальных перемещений изоляционной трубки, а кожаная манжета 12 предотвращает выброс газов и масла вдоль токоведущего стержня через изолятор при отключениях выключателя.

Токосъем в выключателе происходит через верхний вывод (скобу) 13, гибкую связь 14, токоведущий стержень 5, розеточный контакт 6 и нижний вывод (крышку) 15. У выключателя, рассчитанного на номинальный ток 630 А имеется одна гибкая связь на полюс, а на ток 1000 А - две.

Масло заливают через маслоналивную пробку 16, а сливают через маслоспускное отверстие 17. Для наблюдения за уровнем масла каждый полюс выключателя снабжен маслоуказателем 18. Для смягчения ударов при движении подвижных частей выключателя имеется масляный буфер 19.

Выключатель ВМП-10. Выключатель ВМП-10 (масляный, подвесной) имеет различные габаритные размеры в зависимости от типа распределительного устройства (РУ), для которого он предназначен. Выключатели этой серии унифицированы по номинальному току и отличаются только сечением токопровода и размерами выводов.

Для управления выключателями применяются приводы ПРБА, ПП-61, ПП-67, ПЭ-11 и др. Выключатели ВМП-10 выполняют трехполюсными (рис. 4.20). Полюса выключателя 1 при помощи изоляторов 2 присоединены к общей заземленной раме 3.

Внутри рамы расположены главный вал 4 с рычагами, отключающие пружины, масляный 5 и прижимной демпферы. Каждый полюс имеет изолирующую тягу 6, соединенную с валом 4.

Выключатель включается за счет энергии привода, а отключается благодаря энергии отключающих пружин выключателя. Каждый полюс крепится к раме на двух опорных фарфоровых изоляторах, имеющих эластичное крепление арматуры, что повышает их механическую стойкость.

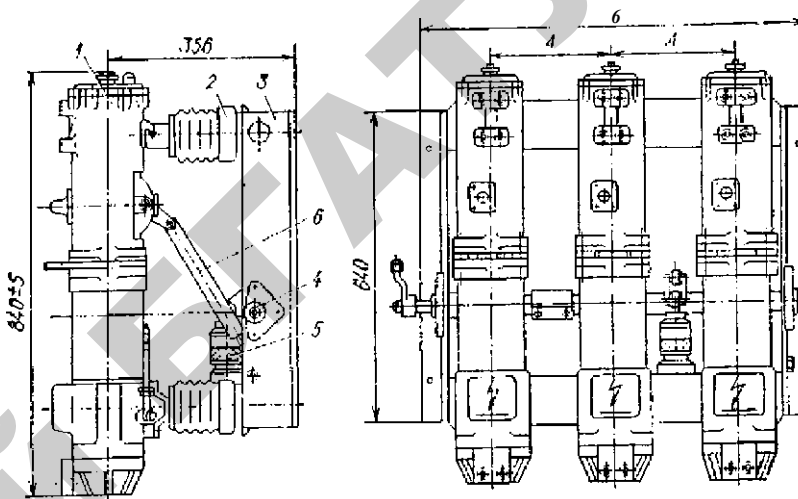


Рис. 4.20 . Выключатель ВМП-10:

- 1 - полюс выключателя; 2 - опорные изоляторы; 3 - рама; 4 - главный вал;
5 - масляный демпфер; 6 - изолирующая тяга

Полюс выключателя (рис. 4.21) представляет собой цилиндр 1 из прочного влагостойкого изоляционного материала (стеклоэпоксида), армированного металлическими фланцами 2 и 3. На верхнем фланце крепится корпус 4 из алюминиевого сплава, закрытый маслоотделителем 5 и карболитовой крышкой 6. Внутри корпуса размещаются механизм перемещения токоведущего стержня, токоведущий стержень 7 и роликовый токосъем 8.

Механизм перемещения состоит из наружного 9 и внутреннего 10 рычагов, жестко закрепленных на общем валу. Вал вращается на подшипниках скольжения и имеет уплотнения, предотвращающие выброс газомасляной смеси при отключении выключателя. Наружный рычаг механизма перемещения соединяется с валом выключателя через изоляционную тягу, а внутренний рычаг связан шарнирно двумя серьгами 11 с токоведущим стержнем 7.

Для ограничения давления при отключении токов большой величины и создания необходимого давления вблизи нулевого значения тока нижний фланец 2 имеет воздушный буфер А.

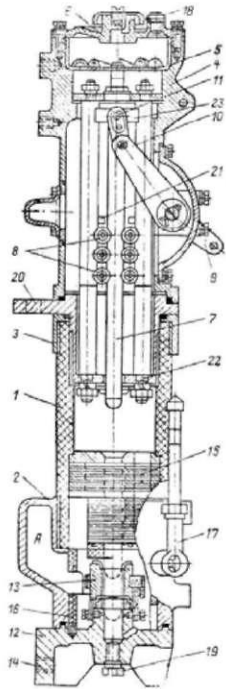


Рис. 4.21. Разрез полюса выключателя ВМП-10:

I - цилиндр, 2 и 3 - металлические фланцы, 4 - корпус, 5 - маслоотделитель, 6 - карбо-литовая крышка, 7 - токоведущий стержень, 8 - роликовый токосъем, 9, 10 - наружный и внутренний рычаги, II - серьга, 12 - крышка, 13 - неподвижный розеточный контакт, 14 - нижний вывод, 15 - дугогасительная камера (рис. 4.22), 16 - изоляционный цилиндр, 17 - маслоуказатель, 18, 19 - пробки, 20 - выводы выключателя, 21 - упор, 22 - стопорный винт, 23 - направляющая капроновая колодка, А - воздушный демпфер

Давление в дугогасительном устройстве достигает наибольшего значения вблизи максимального значения тока. Под действием этого давления масло сжимает воздух в буфере. При прохождении то-

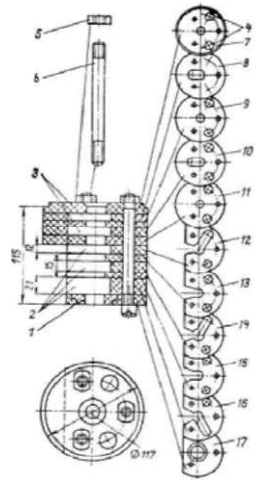


Рис. 4.22. Дугогасительная камера:

1 - сменное кольцо, 2 - дутьевые щели, 3 - масляные карманы, 4 - вертикальные каналы, 5 - гайка, 6 - шпилька, 7... 17 - формы перегородок

ка через его нулевое значение, давление резко падает. В этом случае энергия, накопленная в буфере, позволяет поддерживать давление, необходимое для гашения дуги.

Нижний фланец закрывается крышкой 12, выполненной из алюминия, что позволяет уменьшить магнитные потери в выключателе.

Крышка является основанием неподвижного розеточного контакта 13, состоящего из ламелей, которые крепятся к граням основания при помощи гибких связей. Верхние торцы ламелей, также как и наконечник подвижного контакта, облицованы дугостойкой металлокерамикой. Розеточный контакт, рассчитанный на токи 600 и 1000 А, состоит из пяти ламелей, а на 1500 А - из шести. С внешней стороны каждая ламель имеет гнездо, в которое устанавливается пружина. Другой конец пружины упирается в латунное кольцо общее для всех ламелей. В результате создается определенное давление ламелей неподвижного контакта на подвижный токоведущий стержень.

На крышке имеется специальный прилив (нижний вывод 14) с резьбовыми отверстиями для подсоединения токоведущих шин.

Внутри цилиндра 1 установлена дугогасительная камера 15, опирающаяся на изоляционный распорный цилиндр 16, который фиксируется на крышке специальным фиксатором. Дугогасительная камера верхней частью упирается в выступ на внутренней поверхности цилиндра 1 или в пружину, помещенную в его кольцевую канавку. Каждый полюс снабжен маслоуказателем 17, а также верхней 18 и нижней 19 пробками. Верхние выводы выключателя 20 расположены в центральной части полюсов. Направляющие стержни имеют упоры 21 для ограничения движения роликов и фиксируются стопорными винтами 22. Точный вертикальный ход токоведущего стержня обеспечивается направляющей капроновой колодкой 23.

На рисунке 4.22 показана трехщелевая дугогасительная камера с тремя стяжными изоляционными шпильками. Дугогасительная камера состоит из пакета изоляционных пластин. Нижняя пластина имеет сменное фибровое или фторопластовое кольцо 1, которое при сильном обгорании можно заменить, не меняя при этом пластину.

В нижней части камеры изоляционные пластины образуют поперечные дутьевые щели 2, расположенные одна над другой. В верхней части камеры имеются масляные карманы 3. Дутьевые щели связаны с надкамерным пространством вертикальными каналами 4.

Для крепления предусмотрены гайки 5 и шпильки 6. На рисунке 4.22 показаны также формы перегородок 7 . 17.

Дугогасительная камера имеет центральное отверстие для прохождения токоведущего стержня.

Роликовый токосъем 8 (рис. 4.21) представляет собой медные конические ролики, собранные попарно на стальной оси с пружинами, прижимающими эти ролики с одной стороны к направляющим стержням, а с другой - к токоведущему стержню.

Вертикальный ход подвижного токоведущего стержня обеспечивается направляющей колодкой, закрепленной на стержне и скользящей по направляющим, а также роликами и гетинаксовой шайбой. Гетинаксовая шайба, кроме того, предохраняет покрытую серебром поверхность токоведущего стержня от задиров при прохождении его через отверстие верхнего вывода.

Роликовый токосъем на 600 А состоит из четырех пар роликов, на 1000 А - из шести пар, на 1500 А - из восьми.

При отключениях выключателя из-за повышения давления часть масла выбрасывается в маслоотделитель (вверх) и стекает вниз. Отдельные капли масла и газа проходят через отверстия в маслоотделителе и крышке и выбрасываются наружу. Колпак ограничивает зону выброса.

Заливку масла в выключатель производят через отверстие в верхней крышке, а слив — в нижней. Уровень масла контролируют с помощью маслоуказателя, который имеет клапан, предотвращающий выброс масла через маслоуказатель при повышении давления в цилиндре выключателя.

Для смягчения удара при выключении выключателя служат пружинный буфер (который также увеличивает усилие на отключение выключателя и ускоряет размыкание контактов), а также масляный буфер.

На рисунке 4.23 показано гашение дуги при отключении малообъемного выключателя с дугогасительной камерой поперечно-продольного дутья. Дугогасительная камера 1 состоит из пакета изоляционных пластин, стянутых изоляционными шпильками.

Пластины имеют вырезы и центральное отверстие для прохода подвижного контактного стержня. В нижней части камеры один над другим расположены поперечно-дутьевые каналы (щели) 2, в верхней — масляные карманы 3. Поперечные каналы имеют отдельные выходы, направленные в надкамерное пространство (вверх).

При отключении выключателя подвижный контактный стержень выходит из неподвижного розеточного контакта. При этом между ними возникает электрическая дуга. Под действием высокой температуры дуги масло разлагается, образуя газовый пузырь, состоящий из паров масла и газообразных продуктов его разложения. Пока подвижный контактный стержень занимает центральное отверстие дугогасительной камеры, образующимся газам нет выхода. В нижней части цилиндра выключателя резко повышается давление.

При дальнейшем движении подвижного контакта последовательно открываются поперечные дутьевые каналы дугогасительной камеры и пары масла и газов, разрывая и охлаждая дугу, устремляются вверх, в надкамерное пространство. Таким образом, возникает поперечное дутье. При этом большие и средние токи гасятся в поперечных каналах.

При отключении малых токов интенсивного разложения масла не происходит и давление в нижней части цилиндра может оказаться недостаточным для создания мощного дутья в поперечных каналах и гашения дуги. В этом случае дуга затягивается в центральное отверстие дугогасительной камеры и под действием дуги масло, находящееся в верхней части камеры в карманах, также переходит в газообразное состояние. За счет этого при выходе подвижного контакта из дугогасительной камеры образуется дополнительное продольное дутье и дуга гаснет.

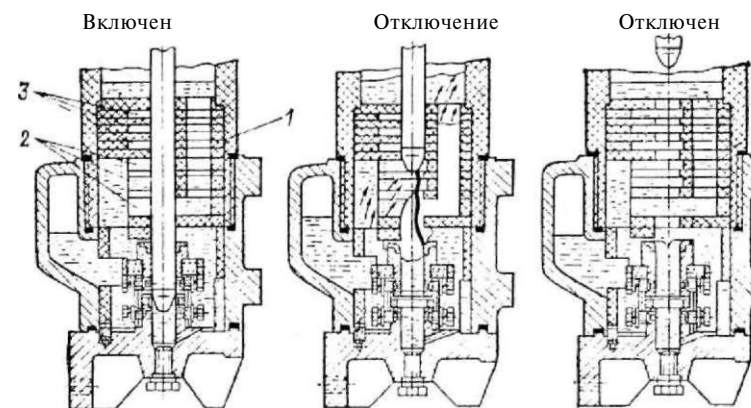


Рис. 4.23. Гашение дуги в выключателе:

1 - дугогасительная камера поперечно-продольного дутья;
2 - поперечно-дутьевые каналы (щели); 3 - масляные камеры

Этот принцип работы дугогасительного устройства хорошо себя зарекомендовал в эксплуатации. Здесь гашению дуги способствуют также газы, образующиеся при соприкосновении дуги с изоляционными пластинами дугогасительной камеры, и прохождение переменного тока каждые полпериода через нулевое значение. Чем быстрее и дальше подвижный контактный стержень отойдет от неподвижного стержня, тем меньше вероятность пробоя изоляционного промежутка между ними и поддержания горения дуги.

Выключатель ВМПП-10. Выключатель данной серии предназначен для комплектных распределительных устройств (КРУ) и изготавливается со встроенным пружинным приводом и блоком релейной защиты. Выключатель состоит из рамы 1 со встроенным пружинным приводом и блоком релейной защиты, трех полюсов 2, подвешенных на опорных изоляторах 3, изоляционных тяг 4, передающих движение от привода к выключателю (рис. 4.24). Между полюсами (как и у выключателя ВМП-10К) установлены изоляционные перегородки 5. Со стороны привода рама закрыта металлической крышкой 6.

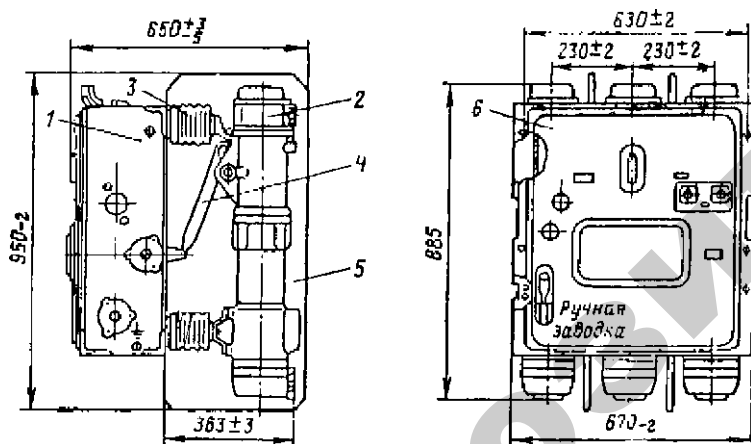


Рис. 4.24. Выключатель типа ВМПП-10:

- 1 - рама со встроенным пружинным приводом и блоком релейной защиты;
- 2 - полюс выключателя; 3 - опорные изоляторы; 4 - изоляционная тяга;
- 5 - изоляционная межполюсная перегородка (установленная между полюсами выключателя); 6 - крышка привода релейной защиты

Устройство полюса данного выключателя аналогично устройству полюса выключателя ВМП-10 (кроме дугогасительной камеры для выключателя с номинальным током отключения 31,5 кА) (рис. 4.25).

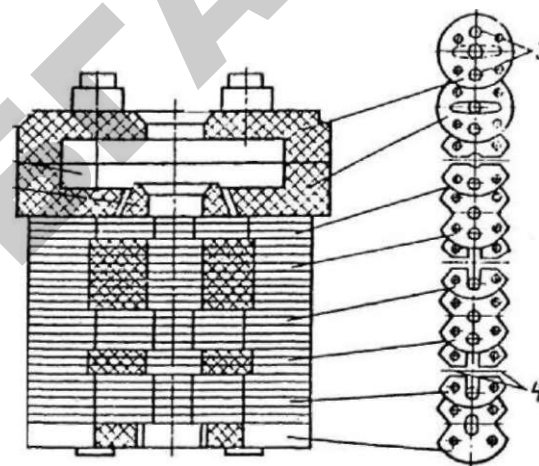


Рис. 4.25. Камера дугогасительная выключателя ВМПП-10 с током отключения 31,5 кА: 1 - конусная втулка; 2 - масляный карман; 3 - вертикальные каналы; 4 - дутьевые щели

Включение и отключение выключателя производится спиральными пружинами привода, которые срабатывают при воздействии электромагнитов включения и отключения или реле.

Выключатели типа ВМПП-10 изготавливают для работы в нормальных климатических условиях, а также для стран с тропическим климатом.

Выключатель ВМПЭ-10. Данный выключатель со встроенным электромагнитным приводом (рис. 4.26) выпускают для КРУ на напряжение 10 кВ и токи 630, 1000, 1600 А (в зависимости от сечений токопровода и контактов). Изготавливают выключатели на номинальный ток отключения 20 и 31,5 кА. Время отключения выключателя с приводом составляет 0,12 с, время горения дуги при номинальных токах отключения - не более 0,02 с.

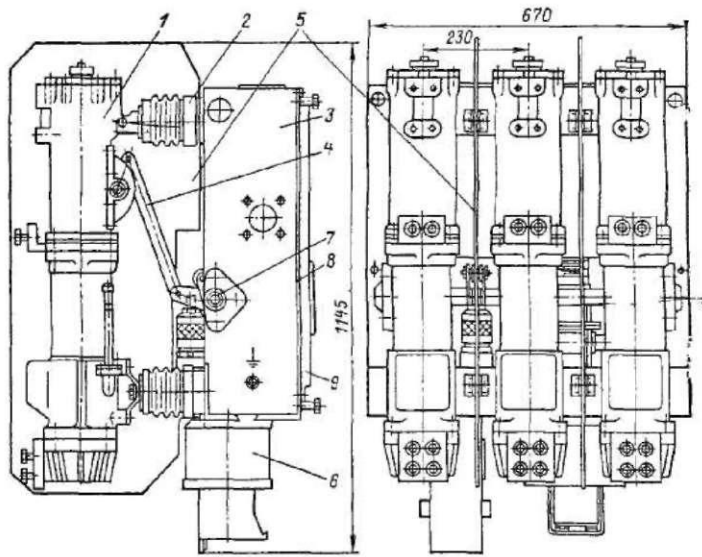


Рис. 4.26. Выключатель типа ВМПЭ-10:

- 1 - полюс выключателя; 2 - опорные изоляторы;
- 3 - рама с приводным механизмом; 4 - изоляционная тяга;
- 5 - изоляционные межполюсные перегородки;
- 6 - электромагнитный привод; 7 - главный вал выключателя; 8 - крышка привода релейной защиты; 9 - съемная контрольная крышка

Полюсы выключателя 1 с изоляторами 2 соединены со сварной металлической рамой 3, внутри которой размещен приводной механизм с изоляционными тягами 4. При этом предусмотрены межполюсные перегородки 5.

Приводной механизм состоит из электромагнитного привода 6, расположенного в нижней части рамы, главного вала выключателя 7 с рычагами и тягой, соединяющей валы выключателя и привода. Приводной механизм отделен от высокого напряжения изоляционной и металлической 8 перегородками. С внешней стороны привода расположена съемная крышка 9.

Конструкция полюса аналогична конструкции полюса выключателей ВМП-10 и ВМПП-10.

Оперативное включение выключателя происходит за счет энергии привода, отключение - за счет отключающих пружин самого выключателя.

Выключатели электромагнитные. Для работы они не требуют масла, сжатого воздуха, элегаза и допускают большое число включений. Однако отключающая способность подобных выключателей ограничена по напряжению. В этих выключателях гашение дуги основано на воздействии электромагнитного поля на ствол электрической дуги и достижении падения напряжения на его створе больше приложенного. Эти выключатели находят применение для КРУ на напряжение 6...20 кВ и токи до 3200 А при частых коммутациях.

В электромагнитных выключателях гашение дуги осуществляется при помощи магнитного дутья в камерах с продольными (прямыми, извилистыми и т. п.) щелями. Катушки магнитного дутья и токопроводы к этим катушкам при замкнутых контактах, как правило, током не обтекаются. При отключении возникающая дуга перебрасывается на эти детали и включает их последовательно в цепь тока. При этом возбуждается поле гашения дуги. Дуга гаснет и ток в цепи обрывается. Таким образом, эти детали находятся под током только во время гашения, которое составляет около 0,02 с.

Выключатели типа ВЭМ-10 могут применяться для стационарных распределительных устройств и для КРУ. В КРУ сварная рама выключателя, снабженная катками, является одновременно выкатываемой частью - тележкой.

На рисунках 4.27, 4.28 и 4.29 изображены соответственно общий вид выключателя типа ВЭМ-10Э-УЗ, его контактная система и дугогасительное устройство.

В нижней части рамы 13 (рис. 4.27) встроен электромагнитный привод 3. В верхней ее части на фарфоровых изоляторах 7 смонтированы контакты 6 и 8 и дугогасительная камера 12. На контактной схеме (рис. 4.28) выключателя изображены неподвижные и подвижные контакты. Неподвижные и подвижные контакты состоят, в свою очередь, из главных (3, 4) и дугогасительных (9, 10) контактов. Наконечники дугогасительных контактов выполнены из дугостойкого материала (кирита). Подвижный контакт вращается на опорном изоляторе с помощью изоляционной тяги 4 (рис. 4.27).

Над неподвижными контактами размещаются дугогасительные камеры, опирающиеся на полюсные наконечники электромагнита. На сердечник П-образного магнитопровода 9 электромагнита надета катушка магнитного дутья 10. Дугогасительная камера представляет

собой изоляционный короб, внутри которого расположен пакет из керамических пластин 2 (рис. 4.29) с П-образными вырезами.

Пластины обладают высокой дугостойкостью и теплопроводностью и выдерживают температуру до 2000 °С. На концах пакета закреплены медные электроды (рога) 4 и 5, по которым перемещается основание дуги во время отключения выключателя. Передний рог 4 электрически соединен с катушкой магнитного дутья, другой конец которой присоединяется к неподвижному контакту. Задний рог 5 соединяется шиной с нижним выводом.

Быстрый переход дуги с контактов на рога и дугостойкие наколенники дугогасительных контактов обеспечивает высокую износоустойчивость контактных частей выключателя.

При отключении выключателя сначала размыкаются главные контакты, а затем шунтирующие их дугогасительные. При включении контакты замыкаются в обратной последовательности, предохраняя тем самым от обгорания главные контакты.

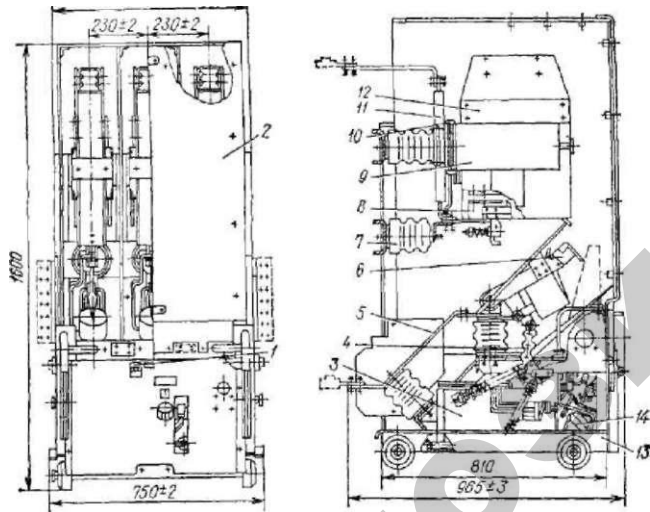


Рис. 4.27. Выключатель типа ВЭМ-10Э-1000/12,5-УЗ:

1 - счетчик единиц; 2 - изоляционный кожух; 3 - электромагнитный привод ПЭГ-7; 4 - изоляционная тяга; 5 и 11 - выводы; 6 - подвижный контакт; 7 - изолятор; 8 - неподвижный контакт; 9 - магнитопровод; 10 - катушка магнитного дутья; 12 - дугогасительная камера; 13 - рама (тележка); 14 - контактор КМВ-621

При размыкании дугогасительных контактов между ними возникает электрическая дуга.

Дуга возникает в нижней части камеры (положения А и Б на рисунке 4.29). При этом участок дуги А шунтируется катушкой магнитного дутья. Поскольку сопротивление катушки мало, то дуга на этом участке гаснет и катушка включается последовательно в цепь.

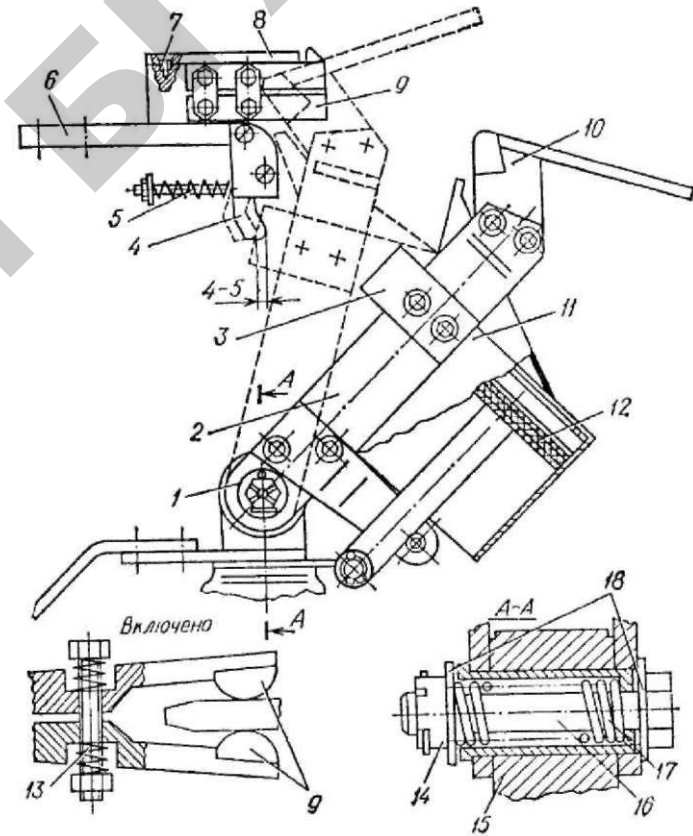


Рис. 4.28. Контактная схема выключателя ВЭМ-10Э-УЗ:

1 - шарнирный контакт; 2 - шина; 3 - главный подвижный контакт; 4 - главный неподвижный контакт; 5, 13, 17 - пружина; 6 - корпус контакта; 7 - винт; 8 - пластина; 9 - дугогасительный неподвижный контакт; 10 - подвижный дугогасительный контакт; 11 - цилиндр воздушного дутья; 12 - прокладка (поршень); 14 - гайка; 15 - стойка шарнирного контакта; 16 - стакан; 18 - шайба

Через катушку проходит полный ток отключаемой цепи и между полюсными наконечниками электромагнита создается интенсивное магнитное поле. Взаимодействуя с током дуги, магнитное поле перемещает дугу по медным рогам камеры.

Дуга втягивается вверх по узким щелям между холодными керамическими пластинами камеры (положения В, Г, Д на рисунке 4.29), отдает им свои тепло, удлиняется (сопротивление увеличивается) и гаснет при очередном переходе тока через нулевое значение.

Гашению дуги способствует и то, что ток резко уменьшается за счет активного сопротивления дуги. Уменьшается также угол сдвига фаз между током и напряжением сети. Время горения дуги при отключении токов короткого замыкания не превышает 0,02 с. Быстродействие уменьшает вредные термические и динамические воздействия токов КЗ на элементы электроустановок.

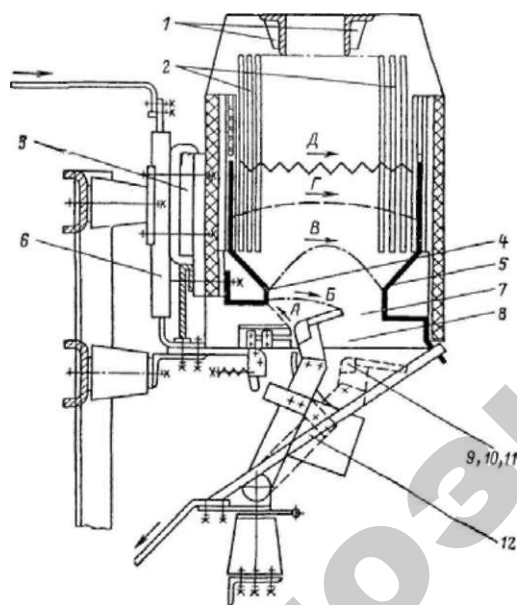


Рис. 4.29. Дугогасительное устройство:

- 1 - козырьки; 2 - пакет керамических пластин; 3 - магнитопровод;
- 4 - передний рог; 5 - задний рог; 6 - вывод; 7 - керамическая плита;
- 8 - пластина; 9, 10, 11 - дугогасительные контакты; 12 - шина

При малых величинах отключаемого тока электродинамическая сила, действующая на дугу, мала. Чтобы обеспечить быстрое перемещение дуги вверх, в дугогасительной камере на подвижных контактах выключателя закреплены цилиндры воздушного дутья 11 (рис. 4.28). При отключении выключателя и повороте подвижных контактов поршни перемещаются в цилиндрах и вытесняют воздух, находящийся между размыкающими дугогасительными контактами. Таким образом, создается дополнительно система принудительного дутья, способствующая перемещению дуги, ее удлинению и гашению.

Дугогасительная камера и все детали выключателя, находящиеся под напряжением, закрыты изоляционным защитным кожухом 2 (рис. 4.27).

На выкатывающейся части рамы, укреплены механизм перемещения, блокировки выключателя и разъединительные контакты вторичных цепей.

Текущий ремонт выключателя типа ВЭМ-10 производят через каждые 10000 отключений, но не реже 1 раза в год.

Порядок выполнения работы.

1. Ознакомится с техническими данными малообъемных масляных и электромагнитных выключателей, представленных в лаборатории, и записать их паспортные данные.
2. Изучить устройство и принцип действия выключателей.
3. Изучить отличительные особенности выключателей различных типов.
4. Ознакомиться с дугогасительными устройствами масляных и электромагнитных выключателей и изучить принцип их работы.
5. Изучить токосъем в масляных выключателях.

Содержание отчета.

1. Технические данные изучаемых выключателей.
2. Чертежи продольных разрезов изучаемых выключателей и камер гашения электрической дуги.
3. Краткое описание работы изучаемых выключателей.

Контрольные вопросы.

1. Назовите основные аппараты распределительных устройств.
2. Какие выключатели используют для защиты от токов КЗ?
3. Объясните процесс гашения электрической дуги в изучаемых выключателях.
4. Назовите различия в конструктивном исполнении выключателей.
5. Объясните устройство дугогасительных камер (ВМГ, ВМП, ВЭМ).
6. Чем отключаются токосъемы масляных выключателей?
7. Как гасятся малые отключаемые токи в электромагнитном выключателе?

Работа 7.

ВАКУУМНЫЕ ВЫКЛЮЧАТЕЛИ

Цель работы. Изучить устройство и принцип работы вакуумных выключателей, применяемых в сельских электрических сетях.

План работы:

1. Ознакомиться с конструкцией выключателей.
2. Осмотреть дугогасительную камеру (место подключения, подвижные и неподвижные контакты и т. д.).
3. Ознакомиться с техническими данными изучаемых выключателей.
4. Ознакомиться с приводными механизмами вакуумных выключателей.

Общие сведения. Вакуумные выключатели (ВВ) занимают лидирующее положение в сильноточной коммутационной аппаратуре средних классов напряжения 10-35 кВ. Это объясняется следующими достоинствами ВВ:

- 1) высокая надежность и значительный ресурс,
- 2) малая масса и небольшие габариты,
- 3) сейсмостойкость,
- 4) способность работать в любых климатических районах,
- 5) взрыво- и пожаробезопасность,

б) простота обслуживания выключателей, не требующих ремонта в течение 25 лет.

В электрических сетях и на промышленных предприятиях на номинальный ток 630-1000 А и на номинальный ток отключения 12,5-20 кА применяют ВВ с вакуумными дугогасительными камерами нового поколения. Коммутационная износостойкость этих камер в 2 раза превышает требования к сетевым ВВ для частых коммутаций. При этом, как правило, исключается необходимость проведения внеочередных ремонтов, связанных с исчерпанием коммутационного или механического ресурса ВВ.

Конструкция выключателя. Рассмотрим устройство вакуумного выключателя ВВ/ТЕЬ-10-20/1000У2 (выключатель вакуумный производства предприятия «Таврида Электрик», номинальное напряжение 10 кВ, номинальный ток отключения 20 кА, номинальный ток 1000 А, умеренное климатическое исполнение, номер конструктивного исполнения).

Выключатель состоит из трех полюсов, установленных на металлическом основании, внутри которого размещаются приводы (рис. 4.30).



Рис. 4.30. Общий вид выключателя ВВ/ТЕЬ-10-20/1000У2

В состав полюса (рис. 4.31) входят: вакуумная дугогасительная камера 2 с неподвижным 1 и подвижным 3 контактами, а также сильфоном, гибкий токосъем 4, тяговый изолятор 5 и электромагнитный привод. Он состоит из электромагнита, крышек, якоря 12, катушки 11, пружин отключения 9 и поджатия 10, тяги 17 устройства ручного отключения и межполюсного вала 14. Корпуса полюсов изготовлены из прозрачного механически прочного и дугостойкого полимерного материала.

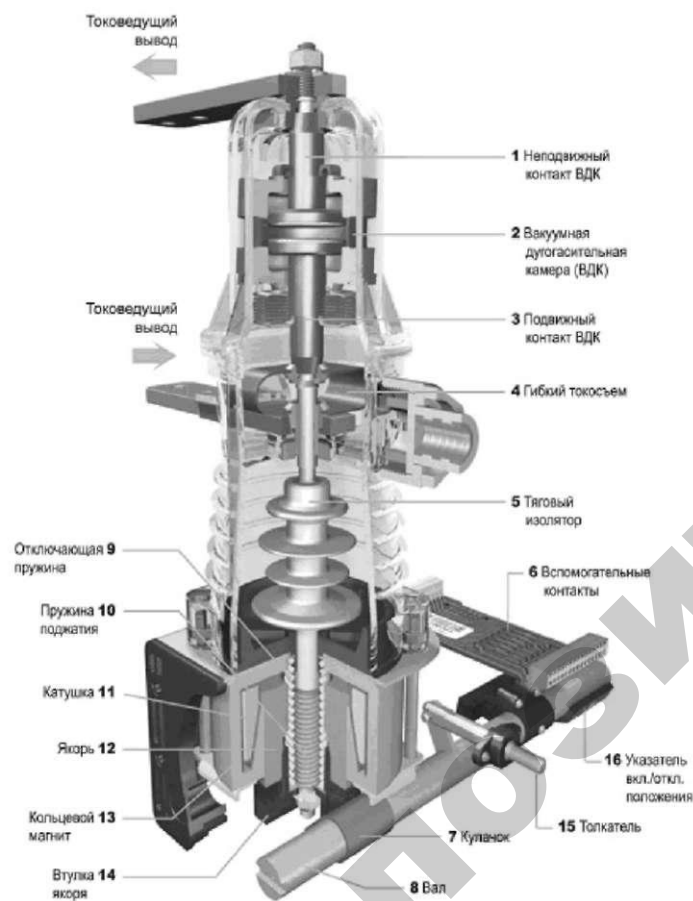


Рис. 4.31. Полюс вакуумного выключателя

Отличительная особенность - пофазный электромагнитный привод с магнитной защелкой для удержания ВВ во включенном положении после прерывания тока в катушке электромагнита. Для включения и отключения ВВ использована одна и та же катушка 11, создающая при включении магнитный поток, под действием которого якорь движется вверх до упора и остается во включенном положении за счет остаточной индукции электромагнита. Вместе с якорем 12 вдоль одной оси движутся пружины поджатия 10, тяговый изолятор 5 и подвижный контакт 3. После замыкания контактов пружина сжимается на 2 мм, создавая необходимое контактное нажатие.

Отключение происходит путем подачи на катушку 11 напряжения противоположной полярности, что размагничивает магнитную систему. После этого якорь под действием пружин отключения и поджатия перемещается вниз. Подвижные части ВВ удерживаются в отключенном положении усилием отключающей пружины.

Фактический механический ресурс выключателя ВВ/ТБВ определяет ресурс сильфона, который составляет не менее 100 тысяч операций «В-О» (включить - отключить). Ресурс по коммутационной стойкости ВВ/ТБВ составляет 50 тысяч операций тока 1000 А, 100 операций «В-О» или 150 операций «О» тока 20 кА. Этого ресурса достаточно для эксплуатации ВВ в течение 25 лет при нормальных условиях. Выключатель ВВ/ТБВ не требует необходимых для выключателей других типов проверок скоростных характеристик, одновременности замыкания и размыкания контактов, величины хода контактов, состояния изоляции, работоспособности при нижнем и верхнем пределах напряжения питания, регулировки момента срабатывания вспомогательных блок-контактов, проверки и подтяжки резьбовых соединений, проверки и регулировки буферного устройства, различных зазоров, расстояний и положений защелок, обеспечивающих работоспособность выключателей, и др.

Ход и величину поджатия контактов устанавливают на заводе. При этом износ контактов после совершения 50 тысяч операций отключения номинального тока не превышает 1 мм, что соответствует норме.

В выключателе ВВ/ТЕБ блок-контакт участвует в управлении только в первый момент (необходимо его замкнутое состояние), дальнейший процесс происходит под действием блока управления (БУ), который формирует управляющий импульс длительностью 60.80 мс при времени включения не более 50 мс. Это позволяет в заводских условиях установить оптимальный момент размыкания блок-контакта для надежного срабатывания, не требующий контроля в эксплуатации.

Для включения используют энергию предварительно заряженных малогабаритных конденсаторов, установленных в БУ. Применение стабилизаторов напряжения в схеме зарядки конденсаторов обеспечивает работоспособность ВВ при больших колебаниях напряжения внешней сети. Так, при напряжении сети переменного тока 220 В нижний предел допустимого напряжения составляет 80 В, верхний — 300 В.

Изоляция выключателя обладает высокой электрической прочностью и выдерживает испытательное напряжение не менее 55 кВ (в сухом состоянии относительно земли) и не менее 38 кВ (в условиях выпадения росы).

Вакуумные дугогасительные камеры. Важнейшей частью выключателей являются вакуумные дугогасительные камеры, определяющие технические характеристики этих выключателей. В камерах происходят процессы замыкания и размыкания электрической цепи и обеспечивается глубокий вакуум, характеризуемый давлением остаточных газов $10^{-2} \cdot 10^{-4}$ Па.

Принцип действия вакуумных дугогасительных камер основан на гашении электрической дуги тока отключения в вакууме. В вакуумных дугогасительных камерах реализуются два свойства вакуумных промежутков: высокая электрическая прочность (выше, чем у трансформаторного масла и воздуха) и высокая дугогасительная способность.

Ударная ионизация в вакуумном промежутке практически отсутствует и поэтому он не может служить источником заряженных частиц. Заряженные частицы при определенных условиях могут появляться только с поверхностей контактов и других частей вакуумной камеры (рис. 4.32).

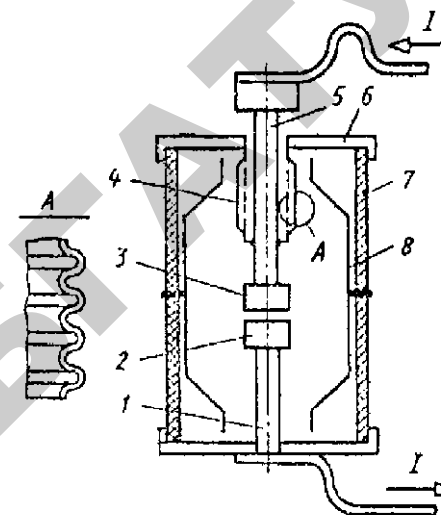


Рис. 4.32. Устройство дугогасительной вакуумной камеры:
1, 5 - токоотводы, 2 - неподвижный контакт, 3 - подвижный контакт, 4 - сильфон, 6 - металлический фланец, 7 - корпус из изоляционного материала, 8 - экран

Процесс отключения происходит следующим образом. При размыкании контактов 2 и 3 количество контактных точек уменьшается, а плотность тока, протекающего через контактные точки, увеличивается. В результате этого на завершающей стадии размыкания происходит расплавление и испарение материала контактов (рис. 4.33).

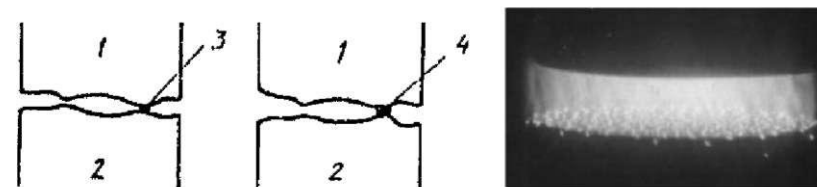


Рис. 4.33. Схема и фотография образования дуги в вакууме при расхождении контактов:
1, 2 - контакты, 3 - мостик из расплавленного металла, 4 - дуговой разряд

В парах металла возникает электрический разряд, переходящий в электрическую дугу, но из-за низкого давления в камере вокруг контактов происходит интенсивная диффузия (деионизация) дугового столба и дуга гаснет. Частицы испарившегося материала контактов оседают на поверхностях вакуумной камеры. При этом со скоростью 5.50 кВ/мкс восстанавливается электрическая прочность между контактами (у ВВ она выше, чем у других типов выключателей), а в парах металла возникает электрический разряд, переходящий в дугу.

Следует отметить, что вакуумная камера подвергается длительной дегазации в вакууме при температуре несколько сотен градусов Цельсия и без масляной вакуумной откачки.

Для изготовления контактов применяются сплавы меди с небольшими добавками висмута, железа и бора. Эти сплавы отличаются более высокой электро- и теплопроводностью по сравнению с тугоплавкими материалами (например, вольфрамом). При отключении малых токов гашение дуги можно осуществить при токе i_0 (до момента его перехода через нулевое значение). Происходит «срез» тока i_0 , что вызывает перенапряжение на оборудовании и может привести к нежелательным последствиям (рис. 4.34).

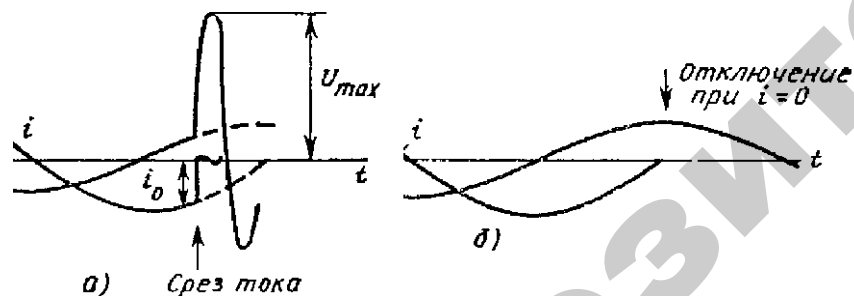


Рис. 4.34. Развитие перенапряжения при «срезе» тока в индуктивности:
 а - «срез» тока (перенапряжения на индуктивности до U_{\max}),
 б - отключение при $i = 0$ (перенапряжения нет)

Для защиты изоляционных поверхностей камер от загрязнения продуктами эрозии контактов устанавливают специальные экраны 8 (рис. 4.32). Контакты находятся в глубоком вакууме, благодаря чему достигается высокая износостойкость контактов и они работают без обслуживания в течение всего срока службы камеры.

Величина перемещения подвижных контактов невелика и находится в пределах 10.20 мм (благодаря высокой электрической прочности вакуумных промежутков). Хотя, например, величина перемещения контактов у масляных выключателей (с теми же параметрами, что и у вакуумных) в 10 раз больше (около 200 мм у выключателя типа ВМП-10).

Чтобы быстрее погасить дугу необходимо обеспечить высокую скорость движения подвижного контакта при отключении и включении. Это вызвано тем, что при сближении контактов перед их замыканием (размыканием) происходит пробой межконтактного промежутка с переходом электрического разряда в дугу. Если сближение контактов происходит медленно, то тепловыделение увеличивается и может возникнуть оплавление контактов.

В течение всего срока службы вакуумного выключателя должен быть обеспечен высокий уровень вакуума, для чего камера должна быть абсолютно герметичной. В этой связи, соединение элементов камеры выполняют только сваркой или пайкой твердым припоем. Герметичность камеры при перемещении подвижного контакта обеспечивается сильфоном 5 (рисунок 4.35), который вакуумно-плотно связан с токовводом 5 подвижного контакта и фланцем 6 камеры.

В настоящее время выпускаются вакуумные дугогасительные камеры, рассчитанные на номинальные напряжения 10 и 35 кВ , номинальные токи $320-3200 \text{ А}$ и номинальные токи отключения $10-31,5 \text{ кА}$.

На рисунке 4.35 представлена камера типа КДВ-10-31,5/3200 (камера дугогасительная вакуумная с номинальным напряжением 10 кВ , номинальным током отключения $31,5 \text{ кА}$ и номинальным током КРУ 3200 А).

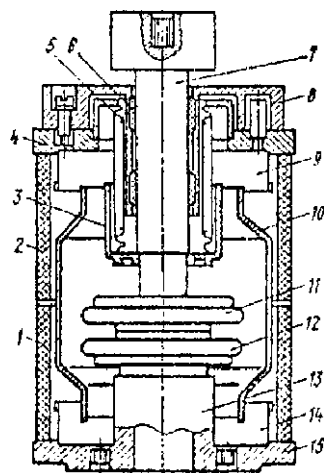


Рис. 4.35. Дугогасительная камера типа КДВ-10-31,5/3200:

- 1, 2 - керамические изоляторы корпуса камеры, 3, 10, 14 - экраны, 4, 15 - фланцы, 5 - сильфон, 6 - направляющее устройство, 7, 13 - токовводы, 8 - направляющий фланец, обеспечивающий соосность контактов, 11 - подвижный контакт, 12 - неподвижный контакт

Корпус камеры состоит из двух секций, образованных цилиндрическими керамическими изоляторами 1, 2, закрытыми фланцами 4, 15. Защитный экран 10 крепится между секциями. Имеются еще экраны 9 и 14, установленные около фланцев 4, 15. Экран 14 защищает сильфон 5 от случайного прожигания его дугой. В корпусе поддерживается вакуум (не менее 10^{-2} Па) в течение всего периода эксплуатации. Внутри корпуса находятся подвижный 11 и неподвижный 12 контакты, которые закреплены на токовводах 7 и 13. Осевые перемещения подвижного элемента обеспечиваются сильфоном 5. Он вакуумно-плотно соединен с подвижным токовводом 7 и фланцем корпуса 8. Соосность контактов обеспечивается с помощью направляющего устройства 6.

Присоединение камеры к электрической цепи осуществляется посредством розеточного контакта, надеваемого на подвижный токоввод, и болтового - на стороне неподвижного токоввода. Приводной механизм крепится со стороны неподвижного токоввода.

Камера выпускается с замкнутыми контактами. Сила сжатия, равная 240 Н, обеспечивается атмосферным давлением, воздействующим на сильфон.

Коммутационная износостойкость камеры характеризуется данными, приведенными в таблице 4.22.

Таблица 4.22

Коммутационная износостойкость камеры

Ток отключения, кА	Число циклов включения/отключения
1,6	20000
2,0	10000
3,2	3000
31,5	25

Камера может быть использована и при номинальных напряжениях менее 10 кВ. При наличии радиаторов для отвода теплоты от контактов номинальный ток камеры увеличивается до 3200 А. Число циклов включений/отключений при этом уменьшается до 3000. Дугогасительные камеры этого и других типов принципиальных отличий не имеют. Технические данные дугогасительной камеры приведены в таблице 4.23.

Таблица 4.23

Технические данные дугогасительной камеры

Параметры	Значения
Номинальное напряжение, кВ	10
Номинальный ток, А	3200
Номинальный ток отключения, кА	31,5
Ток отключения (наибольший пик), кА	80
Ход подвижного контакта, мм	14
Средняя скорость подвижного контакта, м/с:	
при включении	0,8
при отключении	1,7
Дребезг контактов при выключении не более, с	0,002
Электрическое сопротивление камеры при дополнительном контактном нажатии 2550 Н, мкОм, не более	8
Масса, кг	14,5

В зависимости от номинальных параметров может меняться величина хода подвижного контакта, размеры контактов и токовводов, форма и количество экранов, размеры корпуса камеры.

Приводы и приводные механизмы вакуумных выключателей. С помощью привода осуществляется движение подвижных контактов вакуумных выключателей. В выключателях, как правило, применяется электромагнитный привод. Он преобразует электромагнитную энергию магнитной системы в кинетическую энергию, которая передается к подвижным контактам с помощью приводного механизма.

Привод механизма вакуумных выключателей имеет свои особенности. Благодаря малому ходу подвижного контакта и его сравнительно небольшой массе привод и приводные механизмы вакуумных выключателей легки, компактны и экономичны.

Электромагнитный привод (рис. 4.36) работает следующим образом: при подаче напряжения в обмотку электромагнита 5 якорь 9 втягивается в электромагнит и производится включение выключателя и сжатие отключающей пружины 7. Во включенном положении выключатель удерживается защелкой 1, оттягиваемой пружиной 4. При отключении подается питание на отключающий электромагнит 3, при этом боек 2 ударяет по защелке 1, которая срабатывает. Отключающая пружина производит отключение выключателя, при этом якорь электромагнита 9 движется вниз.

Устройство электромагнитных приводов усложняется введением дополнительных элементов - указателей положения, вспомогательных пружин, контактов, ограничителей хода подвижного контакта, электроизоляционных промежутков, механизмов свободного расцепления.

Применение пружинных приводов менее целесообразно из-за сложности их конструкции и меньшей надежности в работе, что подтверждено многолетним опытом их эксплуатации. При этом они требуют квалифицированного и частого обслуживания. К достоинствам пружинных приводов можно отнести небольшое потребление тока и способность совершать оперативное включение при ручном взведении пружин (может быть использовано для включения вводного выключателя на обесточенной подстанции). Вместе с тем возможность электромагнитных приводов работать от низковольтных (12-24 В) источников питания лишают пружинные приводы этого преимущества.

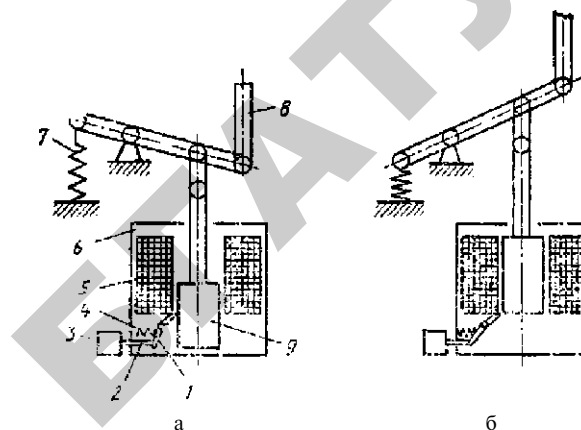


Рис. 4.36. Схема устройства электромагнитного привода:
а - выключатель отключен, б - выключатель включен, 1 - защелка, 2 - боек, 3 - отключающий электромагнит, 4 - пружина защелки, 5 - обмотка электромагнита, 6 - ярмо электромагнита, 7 - пружина, 8 - тяга, 9 - якорь электромагнита

Порядок выполнения работы.

1. Ознакомиться с конструкцией и техническими данными вакуумных выключателей, представленных в лаборатории.
2. Изучить принцип действия вакуумных выключателей.
3. Выявить конструктивные отличия вакуумных выключателей различных типов.
4. Изучить устройство дугогасительной камеры вакуумного выключателя.
5. Изучить приводы и приводные механизмы вакуумных выключателей.

Содержание отчета.

1. Цель и план работы.
2. Краткое описание в соответствии с планом и порядком выполнения пунктов лабораторной работы.
3. Основные паспортные характеристики выключателей (записать).
4. Продольный разрез дугогасительной вакуумной камеры (вычертить).

Контрольные вопросы.

1. Назначение и устройство вакуумного выключателя.
2. Какие номинальные параметры ВВ являются основными и почему?
3. Объяснить принцип действия ВДК. Каковы их достоинства и недостатки?
4. В чем состоит достоинство вакуумного объема при использовании его в выключателях?
5. Как объясняется необходимость высокой скорости движения контактов ВВ при включении и отключении?
6. С помощью каких приводов осуществляется включение и отключение ВВ?
7. Каковы достоинства, недостатки и особенности приводов?
8. Благодаря каким достоинствам ВВ занимают лидирующее положение в коммутационной аппаратуре?
9. В чем заключается особенность эксплуатации ВВ?
10. Как обеспечить высокую износостойкость контактов ВВ?

Работа 8.

ИЗМЕРИТЕЛЬНЫЕ ТРАНСФОРМАТОРЫ ТОКА И НАПРЯЖЕНИЯ

Цель работы. Изучить устройство и принцип действия измерительных трансформаторов тока и напряжения, применяемых в сельских электрических сетях.

План работы:

1. Ознакомиться с конструкцией и назначением измерительных трансформаторов в высоковольтных и низковольтных установках.
2. Проверить полярность обмоток трансформаторов тока.
3. Проверить коэффициент трансформации трансформаторов тока.
4. Ознакомиться с конструкцией и назначением измерительных трансформаторов напряжения.
5. Ознакомиться с конструкцией трансформаторов напряжения, представленных в лаборатории, и записать их паспортные данные. При этом необходимо обратить внимание на устройство бака, уплотнение, предотвращающее течь масла, устройство для отбора пробы масла, выполнение выводов обмоток и их маркировку.

6. Составить схему соединения изучаемых трансформаторов напряжения.

Общие сведения.

Трансформаторы тока. Трансформаторы тока служат для измерения тока в установках переменного тока и питания оперативных цепей защиты, а также обеспечивают безопасность измерений в высоковольтных сетях, позволяют производить измерения на значительных расстояниях от места установки и стандартизировать измерительные приборы по току.

Трансформатор тока (рис. 4.37) состоит из замкнутого сердечника 1, собранного из листовой электротехнической стали, и двух обмоток (первичной 2 и вторичной 3), которые надежно изолированы друг от друга и от сердечника.

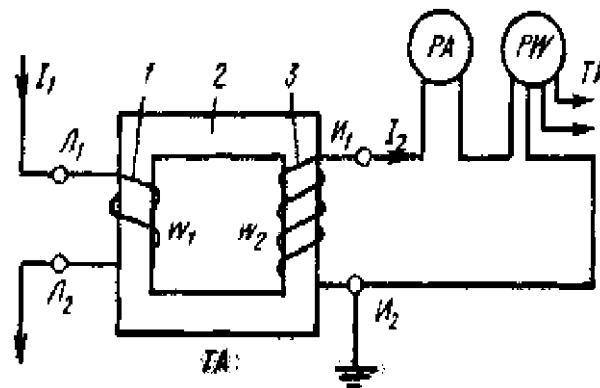


Рис. 4.37. Однофазный трансформатор тока:
1 — первичная обмотка, 2 — сердечник,
3 — вторичная обмотка

Первичная и вторичная обмотки имеют соответственно J^1 и J^2 витков. Коэффициент трансформации определяется обратным отношением числа витков или отношением токов первичной и вторичной обмоток трансформатора $I_2^{н}$, т. е.

$$\Pi = \dots = \dots$$

Трансформаторы тока имеют угловую погрешность и погрешность по току. Погрешность по току $A/\%$ определяется по формуле:

$$A\% = \frac{\Pi_{\text{тп}}/2 - 71}{100} \cdot 100\%$$

Погрешность по току учитывается для всех приборов и реле.

Угловая погрешность характеризуется углом сдвига между вектором первичного тока и вектором вторичного тока, повернутым на 180 градусов. Она учитывается для приборов и реле ваттметрового типа. Эти погрешности зависят от магнитного сопротивления магнитопровода, значения первичного тока, нагрузки вторичной обмотки и соотношения ее активной и индуктивной составляющих.

Номинальной нагрузкой трансформатора тока называют такое значение I_n , при котором трансформатор тока может работать в данном классе точности. Эта нагрузка в вольт-амперах (В·А) или омах (Ом) приводится в каталогах.

В зависимости от токовой погрешности выпускаются трансформаторы тока со следующими классами точности: 0,2 (для лабораторных измерений), 0,5 (для питания счетчиков, по которым ведутся денежные расчеты), 1, 3, 10 и Р (для питания щитовых приборов и реле).

В основном, для всех трансформаторов тока вторичный номинальный ток принят равным 5 А. Приборы, питающиеся от трансформаторов тока, градуируют по первичному току, при этом на шкале показывают коэффициент трансформации.

Высоковольтные трансформаторы тока обозначают следующим образом. Например, ТПЛУ-10-0,5/Р-50, где Т означает трансформатор тока, П - проходной, Л - с литой изоляцией, У - с усиленной первичной обмоткой, 10 - номинальное напряжение 10 кВ, 0,5/Р - с двумя сердечниками классов точности 0,5 и Р, 50 - первичный ток равен 50 А.

Трансформаторы тока (рисунок 4.38), применяемые в высоковольтных установках, различают по следующим признакам:

- 1) *по роду установки* - внутренней и наружной (Н);
- 2) *по конструктивному исполнению* - проходные (П), катушечные (К), встроенные (В) и т. д.;

3) *по числу витков первичной обмотки* - многовитковые, одновитковые (О), шинные (Ш);

4) *по виду основной изоляций* - фарфоровой (Ф), литой из эпоксидных смол (Л);

5) *по числу сердечников* - с одним, двумя или несколькими.

Катушечный ТК-0.66



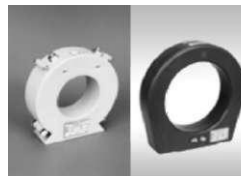
Проходной ТПОЛ-10



Встроенный ТВ



Шинные ТНШЛ-0,66



Шинный ТШЛ-10



Опорный ТОЛ-10



Опорный ТОЛ-35



Рис. 4.38. Виды трансформаторов тока

Первичную обмотку трансформатора тока, которая маркируется Л1 и Л2, включают в цепь последовательного, а к вторичной (И1 и И2) присоединяют последовательно соединенные токовые обмотки приборов и реле. Номинальный режим работы трансформатора тока близок к режиму короткого замыкания. Режим размыкания вторичной обмотки для трансформаторов тока опасен тем, что в данном случае исчезает размагничивающее действие этой обмотки и в магнитопро-

воде резко возрастает магнитный поток. Это приводит к сильному нагреву магнитопровода и возникновению на зажимах разомкнутой обмотки большой ЭДС, опасной для обслуживающего персонала и изоляции вторичной обмотки. Поэтому при необходимости замены приборов в цепи работающего трансформатора тока необходимо предварительно замкнуть накоротко его вторичную обмотку.

Для повышения безопасности персонала при обслуживании измерительных приборов и реле одну из точек вторичной цепи измерительных трансформаторов заземляют, что обеспечивает безопасность в случае нарушения изоляции между цепями высокого и низкого напряжений и попадания высокого потенциала на вторичную цепь.

Трансформаторы напряжения. Трансформаторы напряжения (рис. 4.39) по принципу работы, схемам включения и свойствам не отличаются от силовых трансформаторов, но имеют небольшую мощность. Они используются в электрических установках напряжением выше 380 В для питания обмоток напряжения измерительных приборов, реле, оперативных цепей защиты, автоматики, сигнальных цепей.

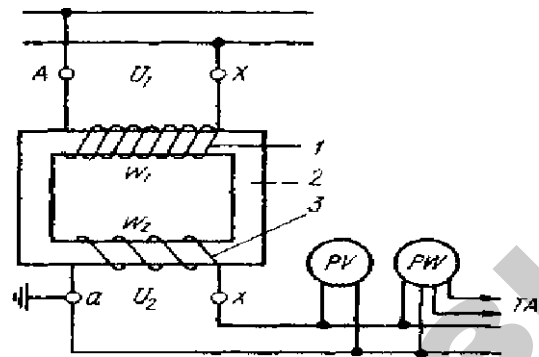


Рис. 4.39. Однофазный трансформатор напряжения:
1 - первичная обмотка; 2 - магнитопровод;
3 - вторичная обмотка

Обмотки трансформатора располагаются на общем магнитопроводе. Во вторичной обмотке число витков Σ^2 значительно меньше, чем Σ в первичной обмотке. Трансформатор напряжения не должен перегружаться и подвергаться коротким замыканиям. Поэтому его всегда включают через предохранитель.

Номинальный коэффициент трансформации приблизительно равен отношению числа витков первичной Σ и вторичной Σ^2 обмоток или первичного напряжения ко вторичному напряжению, т. е.

$$k = \frac{\Sigma}{\Sigma^2} = \frac{U_1}{U_2}$$

В трансформаторах напряжения возникают погрешности по коэффициенту трансформации (погрешность по напряжению) и по углу (угловая погрешность).

Погрешность по напряжению определяется по формуле:

$$\delta u\% = \frac{P_{\Sigma^2} - \Sigma}{\Sigma} \cdot 100\%$$

Эта погрешность влияет на точность измерений, проводимых всеми видами приборов.

Угловая погрешность влияет на измерения приборами ваттметрового типа (ваттметры, фазометры, счетчики, реле мощности и др.). Она представляет собой угол между векторами напряжения Σ на зажимах первичной обмотки и напряжения Σ^2 на зажимах вторичной обмотки, повернутого на 180° .

На погрешность трансформаторов напряжения влияют токи холостого хода, сопротивление обмоток, значение вторичной нагрузки, ее коэффициент мощности и колебание первичного напряжения.

Трансформаторы напряжения выпускаются четырех классов точности (0,2; 0,5; 1,0 и 3,0), которые характеризуются определенными допустимыми погрешностями при нагрузке трансформатора от 25 % до 100 % номинальной. Значения погрешностей для всех классов точности приводятся в каталогах. При перегрузках трансформатор выходит из своего класса точности.

Для включения счетчиков применяют трансформаторы напряжения класса точности 0,5. Все остальные измерительные приборы включают на трансформаторы напряжением класса 1,0. Трансформаторы класса 3,0 используются для питания реле и вольтметров, не служащих для подсчета мощности и коэффициента мощности. Трансформаторы класса 0,2 используют в лабораториях.

Для измерения напряжений в высоковольтных установках с помощью трансформаторов напряжения используют однофазные или трехфазные трансформаторы.

Схема включения трансформатора, представленная на рисунке 4.40, а, позволяет измерить одно из линейных напряжений. В схеме, приведенной на рисунке 4.40, б, включены два однофазных трансформатора напряжения, что позволяет измерять все линейные напряжения. В схеме, изображенной на рисунке 4.40, в, включены три однофазных трансформатора, что позволяет измерять все линейные и фазные напряжения.

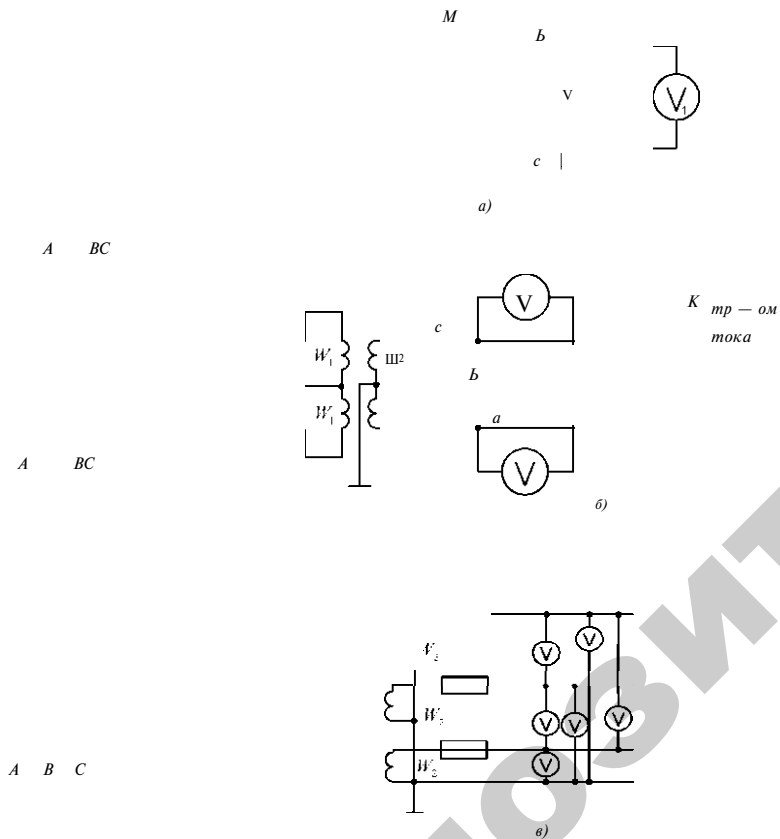


Рис. 4.40. Схемы включения однофазных трансформаторов напряжения

Включение трехфазных трансформаторов напряжения показано на рисунке 4.41.

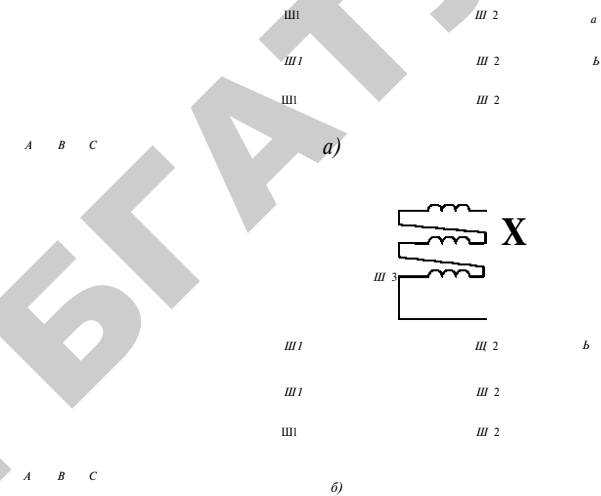


Рис. 4.41. Схема включения трехфазного трансформатора: а - двухобмоточного; б - пятистержневого (группового) трехобмоточного

В сетях с изолированной нейтралью напряжением 6, 10, 35 кВ замыкание на землю не является коротким замыканием. Однако получаемый при этом режим работы не является нормальным и его необходимо устранить. В этих сетях для контроля изоляции по отношению к земле используют пятистержневые трансформаторы или три однофазных трехобмоточных трансформатора напряжения, включенные по схеме, показанной на рисунке 4.41, б. Обмотки Ш³ соединяются в разомкнутый треугольник, в который включается вольтметр или реле напряжения, действующие на сигнал. При нормальном режиме работы стрелка вольтметра стоит на нуле, а реле не работает.

При возникновении замыкания на землю показания вольтметра отличаются от нуля, а при глухом замыкании фазы он показывает утроенное значение фазного напряжения. Реле при этом срабатывает и подает сигнал о возникновении замыкания на землю. Применять трехфазный трехстержневой трансформатор для контроля изоляции нельзя, так как при однофазном замыкании на землю потоки нулевой последовательности фаз в трансформаторе будут замыкаться по корпусу бака и индуцировать в нем и стяжных болтах вихревые токи, которые могут нагреть их до недопустимых температур и привести к аварии.

В пятистержневом трансформаторе эти потоки, замыкаясь по дополнительным стержням (рис. 4.42), индуцируют в третьей обмотке ШЗ ЭДС нулевой последовательности E_0 - ф, которая вызывает срабатывание реле, сигнализирующего о повреждении изоляции в сети.

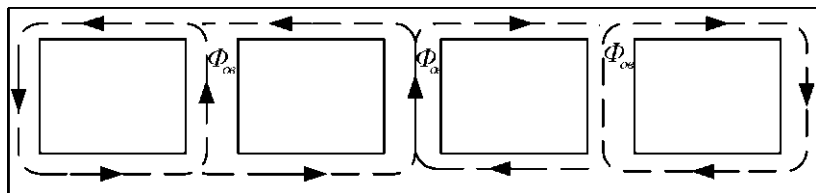


Рис. 4.42. Схема потоков нулевой последовательности в пятистержневом трансформаторе

В трехфазном трехобмоточном групповом трансформаторе фазные потоки нулевой последовательности замыкаются по пути основного магнитного потока, т. е. по основному магнитопроводу и индуцируют в третьей обмотке ШЗ ЭДС нулевой последовательности E_0 .

Поскольку эти ЭДС имеют одинаковые направления, то при соединении третьей обмотки в треугольник сумма их будет равна $3E_0$ ф. В связи с этим трехфазный трехобмоточный трансформатор используется для контроля изоляции наравне с пятистержневым.

Трансформатор напряжения антирезонансный типа НАМИТ-10-2 (рисунок 4.43) является масштабным преобразователем и предназначен для передачи сигнала (измерительной информации) приборам измерения, защиты, автоматики, сигнализации и управления в электрических сетях напряжением 6 и 10 кВ переменного тока промышленной частоты с изолированной или заземленной через дугогасящий реактор нейтралью. Трансформатор НАМИТ-10-2 устанавливается в шкафах КРУ(Н) и в закрытых РУ промышленных предприятий. Трансформатор напряжения НАМИТ-10-2, изготавливается в климатическом исполнении «УХЛ» и категории размещения «2» (ГОСТ 15150-69).



Рис. 4.43. Трансформатор напряжения НАМИТ-10-2

Трансформатор НАМИТ-10-2 имеет два двухстержневых магнитопровода броневого типа, собранных из пластин электротехнической стали. На стержнях магнитопроводов расположены слоевые обмотки с изоляцией.

При помощи конструктивных элементов магнитопроводы с обмотками соединены между собой в единую конструкцию. Они представляют собой активную часть трансформатора, которая помещается в бак с трансформаторным маслом.

Бак трансформатора сварен из листовой стали. Каждый трансформатор имеет пломбу, препятствующую его разборке и расположенную на одном из болтов, крепящих крышку к раме бака. Пломба подтверждает пригодность трансформатора напряжения к работе в качестве измерительного.

Указания по выполнению работы. При проверке маркировки трансформаторов тока методом постоянного тока производится предварительная маркировка выводов обмоток. Приняв один (любой) из выводов первичной обмотки за начало, его обозначают Л1. Второй вывод (конец первичной обмотки) обозначается Л2. Выводы вторичной обмотки маркируются условно и обозначаются И7 (начало) и И2 (конец). После определения однополярных выводов обмоток производится окончательная маркировка выводов вторичной обмотки. Понятие «однополярные выводы» означает, что если в какой-то момент времени ток входит в один из выводов первичной обмотки, то из однополярного ему вывода вторичной обмотки ток

выходит. Если во вторичную обмотку включен какой-либо прибор, то направление тока в приборе при правильной полярности обмоток трансформатора тока будет такое же, как при включении этого прибора в первичную цепь.

Определение полярности может выполняться методом постоянного тока и методом одного амперметра переменного тока.

Метод постоянного тока основан на определении направления ЭДС, индуцированной во вторичной обмотке трансформатора тока при включении первичной обмотки на постоянное напряжение. Для выполнения опыта необходимо собрать схему, представленную на рисунке 4.44.

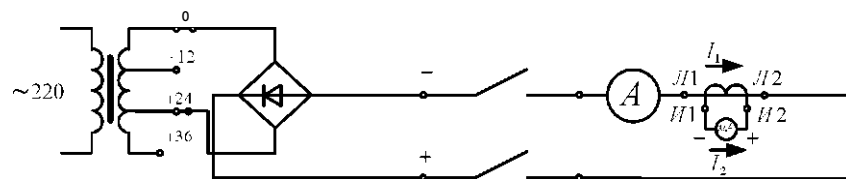


Рис. 4.44. Схема проверки полярности выводов обмоток трансформатора тока методом постоянного тока

К началу первичной обмотки трансформатора присоединяется положительный полюс источника. Вывод вторичной обмотки, условно обозначенный началом, присоединяется к положительному зажиму миллиамперметра постоянного тока. Если при замыкании выключателя в первичной цепи трансформатора тока стрелка миллиамперметра отклонится вправо (положительное направление), то маркировка вторичной обмотки выполнена правильно. При размыкании выключателя правильной маркировке обмотки соответствует обратное отклонение стрелки прибора.

Метод одного амперметра переменного тока основан на суммировании в амперметре первичного и вторичного токов трансформатора тока. Для выполнения опыта необходимо собрать схему (рис. 4.45, а) и отрегулировать первичный ток трансформатора таким образом, чтобы показания амперметра составляли 0,7...0,8 его шкалы. Отметив величину тока и не изменяя положения движка регулировочного автотрансформатора, к амперметру подключают

вторичную обмотку трансформатора тока по схеме, изображенной на рисунке 4.45, б, и включают схему под напряжение. Если при этом амперметр будет показывать меньшее значение тока, чем ранее установленное, то к одному зажиму амперметра присоединены однополярные зажимы.

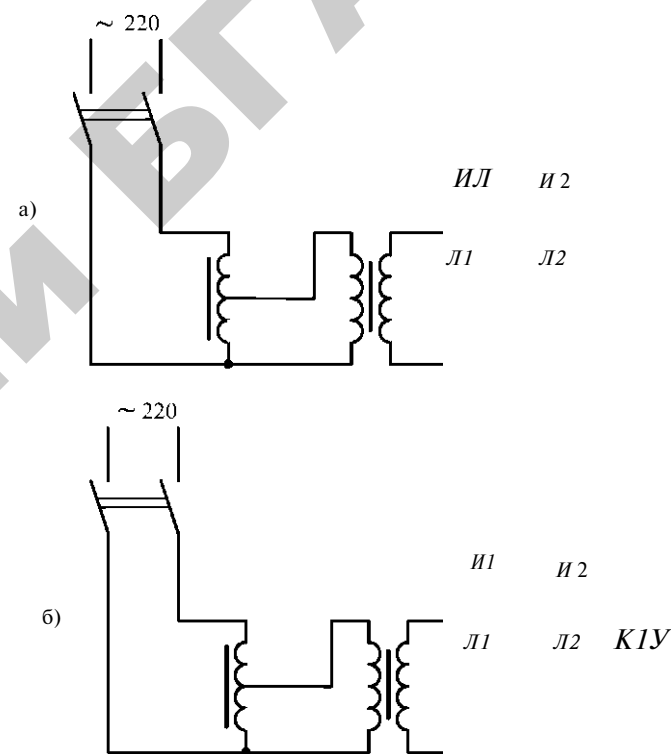


Рис. 4.45. Схема проверки полярности выводов обмоток трансформатора тока методом одного амперметра переменного тока

Для проверки коэффициента трансформации трансформатора тока необходимо собрать схему, приведенную на рисунке 4.46. Затем следует автотрансформатором установить значение номинального тока, контролируя его по величине вторичного номинального тока контрольного трансформатора тока 3, записать значение первичного и вторичного тока испытуемого трансформатора и опреде-

лить коэффициент трансформации. Если коэффициент трансформации значительно отличается от указанного на шитке и не равен стандартному, то это свидетельствует о витковом замыкании в одной из обмоток.

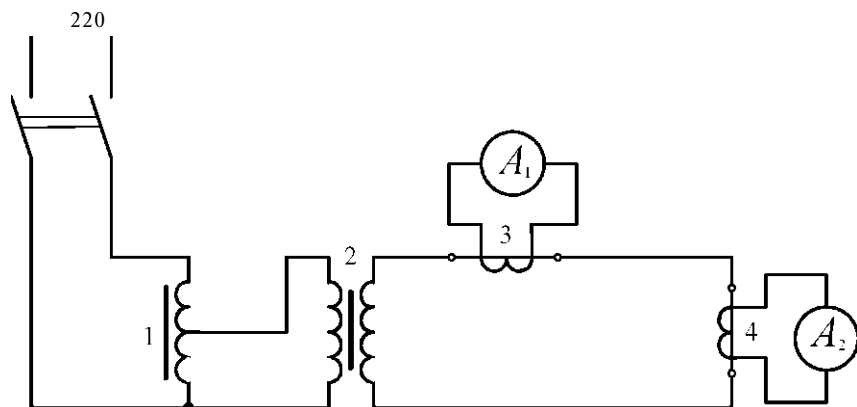


Рис. 4.46. Схема для проверки коэффициента трансформации трансформаторов тока: 1 - автотрансформатор; 2 - нагрузочный трансформатор; 3 - контрольный трансформатор тока; 4 - испытуемый трансформатор тока

Порядок выполнения работы.

1. Ознакомиться с конструкцией трансформаторов тока, представленных на стенде, и записать их паспортные данные.
2. Проверить маркировку трансформатора тока.
3. Проверить коэффициент трансформации трансформатора тока.
4. Изучить конструкцию трансформаторов напряжения, представленных на стенде.
5. Изучить схемы соединения трансформаторов напряжения.

Содержание отчета.

1. Паспортные данные изучаемых трансформаторов тока.
2. Схемы и результаты проверки полярности обмоток трансформатора тока.
3. Схема и результаты проверки коэффициента трансформации трансформатора тока.

4. Паспортные данные изучаемых трансформаторов напряжения и их схемы соединения.

Контрольные вопросы.

1. Какие существуют конструкционные разновидности трансформаторов тока?
2. Назначение трансформаторов тока (напряжения).
3. Какими погрешностями характеризуются измерительные трансформаторы тока и напряжения? От каких факторов эти погрешности зависят?
4. Как проверить маркировку трансформаторов тока?
5. Как проверить коэффициент трансформации трансформатора тока?
6. Для чего заземляют вторичные цепи обмоток измерительных трансформаторов?
7. Чем опасен режим работы трансформаторов тока с разомкнутой вторичной обмоткой?
8. Какие схемы включения однофазных трансформаторов напряжения применяются на практике?
9. Какие трехфазные трансформаторы напряжения применяются на практике? Приведите их схемы соединения.
10. Как осуществляется контроль изоляции по отношению к земле?
11. Почему нельзя использовать трехфазный трехстержневой трансформатор для контроля изоляции?

Работа 9.

ТРУБЧАТЫЕ И ВЕНТИЛЬНЫЕ РАЗРЯДНИКИ, ОГРАНИЧИТЕЛИ ПЕРЕНАПРЯЖЕНИЙ

Цель работы. Изучить конструкции разрядников и ограничителей перенапряжений, применяемых в электрических сетях.

План работы:

1. Изучение конструкции трубчатых разрядников.
2. Изучение конструкции вентильных разрядников.

3. Изучение конструкции ограничителей перенапряжения (ОПН).
4. Выбор разрядников.

Общие сведения. Для защиты электрооборудования станций, подстанций и линий электропередач (ЛЭП) от перенапряжения применяют разрядники, которые ограничивают амплитуду воздействующего на изоляцию напряжения и гасят дугу сопровождающего тока, возникающую за импульсным пробоем искрового промежутка разрядника.

В настоящее время эксплуатируются следующие типы средств ограничения перенапряжений:

- 1) защитные промежутки (ПЗ),
- 2) трубчатые разрядники (РТ),
- 3) вентильные разрядники (РВ),
- 4) ограничители перенапряжений (ОПН).

Защитные промежутки. Одним из первых устройств, предназначенных для защиты электроустановок от грозовых перенапряжений, был защитный искровой промежуток. Простота конструкции обеспечила ему широкое применение, но отсутствие дугогасящего устройства ограничивает область применения. При пробое ПЗ происходит короткое замыкание, которое должно быть отключено выключателем.

Поскольку отключение создает перерыв в работе и электроснабжении потребителей, то ПЗ рекомендуется устанавливать в комплексе с автоматическим повторным включением (АПВ), которое после погасания дуги на ПЗ вновь включает установку в работу.

Следует отметить, что ПЗ, имеющие форму, представленную на рисунке 4.47, как правило, успешно гасят дугу в сетях с номинальным напряжением 6-10 кВ в точках, где величина тока короткого замыкания не превышает 300 А. Такие ПЗ могут применяться при отсутствии вентильных и трубчатых разрядников с необходимым номинальным напряжением или соответствующим пределом отключаемых токов.

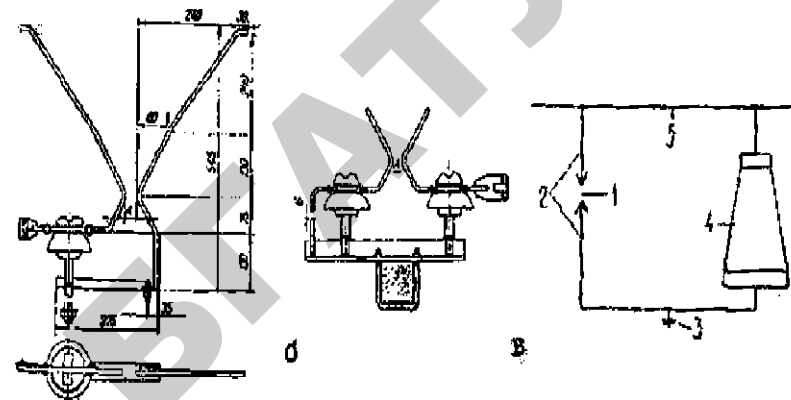


Рис. 4.47. Защитный искровой промежуток для электроустановок 10 кВ (а, б) и схема его включения (в):
1 - защитный искровой промежуток; 2 - металлические роговые электроды; 3 - заземление; 4 - защищаемая изоляция; 5 - провод

Трубчатые разрядники. Обычно трубчатые разрядники применяются для защиты линейной изоляции от грозовых перенапряжений и в совокупности с другими средствами защиты — для изоляции электрооборудования станций и подстанций. Как правило, РТ устанавливаются на опорах с ослабленной изоляцией относительно всей длины линии электропередачи (отдельные металлические опоры, транспозиционные деревянные опоры, опоры, ограничивающие пролеты пересечений с другими линиями, кабельные переходы, высокие переходные опоры через реки, водохранилища, ущелья и др.). Трубчатые разрядники эффективно защищают изоляцию той опоры, на которую установлены. Изоляция других опор защищается тем хуже, чем дальше они отстоят от опор, оборудованных РТ.

Трубчатые разрядники, установленные на опорах подходов линий электропередач к станциям и подстанциям, снижают амплитуду волны перенапряжения, укорачивают ее длину, что способствует значительному затуханию волны при ее движении по проводам. Таким образом, установленные на подстанции или станции вентильные разрядники разгружаются от токов грозового разряда, что необходимо для надежной защиты изоляции дорогостоящего оборудования от грозовых перенапряжений.

Трубчатый разрядник представляет собой искровой промежуток (рис. 4.48), образованный двумя металлическими электродами 2 и 3, заключенными в изолирующую трубку, изготовленную из газогенерирующего материала.

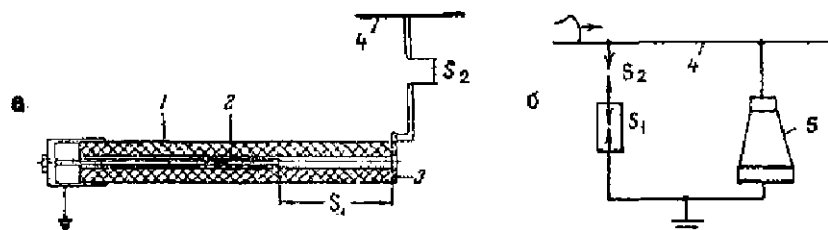


Рис. 4.48. Схема устройства (а) и включения (б) трубчатого разрядника:

1 - газогенерирующая трубка; 2 - стержневой электрод;
3 - кольцевой электрод; 4 - провод; 5 - защищаемая изоляция; 5¹ - внутренний искровой промежуток; 5² - внешний искровой промежуток

В зависимости от материала трубки изготавливаются разрядники следующих серий: РТФ (фибробакелитовые), РТВ (винипластовые) и РТВУ (винипластовые усиленные).

Трубчатый разрядник включается между токоведущим проводом и землей параллельно защищаемой изоляции. Внешний искровой промежуток 5² защищает трубчатый разрядник от постоянно приложенного рабочего напряжения сети, предохраняя дугогасительную трубку от возможных повреждений токами утечки в сырую погоду, а также позволяет регулировать импульсное пробивное напряжение разрядника. Внутренний искровой промежуток предназначен для обрыва электрической дуги сопровождающего тока промышленной частоты при срабатывании разрядника.

Газогенерирующая трубка выбирается такой длины, чтобы разряд происходил не по поверхности разрядника, а внутри трубки.

Конструкции различных типов трубчатых разрядников показаны на рисунках 4.49 и 4.50.

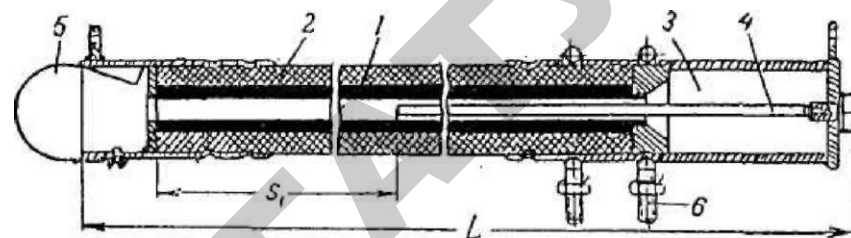


Рис. 4.49. Трубчатый фибробакелитовый разрядник типа РТФ:
1 - фибровая трубка; 2 - бакелитовая трубка; 3 - камера дутья;
4 - электрод; 5 - указатель срабатывания; 6 - хомут крепления разрядника;
5¹ - внутренний искровой промежуток

Отличительной особенностью разрядников типа РТФ является то, что они в наглухо закрытом конце имеют газовый резервуар, в котором при горении электрической дуги в трубке накапливаются газы под высоким давлением, способствующие затем гашению электрической дуги. К недостаткам РТФ следует отнести то, что в связи со старением требуется их периодическое покрытие влагостойким лаком.

Винипластовые разрядники типов РТВ и РТВУ не имеют такого резервуара, поскольку и при его отсутствии высокие изоляционные и газогенерирующие свойства винипласта обеспечивают достаточно хорошее качество работы разрядников.

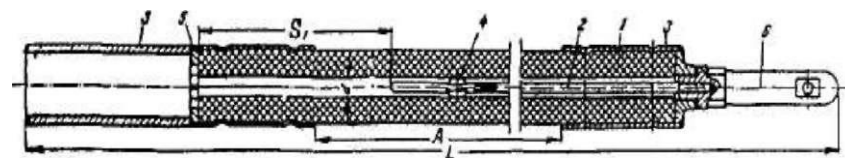


Рис. 4.50. Трубчатый винипластовый разрядник типа РТВ:
1 - дугогасящая трубка из винипласта; 2 - стержневой электрод;
3 - металлические наконечники; 4 - центрирующие «усики»;
5 - пластинчатый электрод; 6 - электрод внешнего промежутка

Следует отметить, что винипласт имеет и отрицательные свойства: он размягчается (при температуре +50 °С) и изгибается. Кроме того, при срабатывании выделяется хлор, который, соединяясь с влагой, образует пары хлористоводородной кислоты, вызывающей усиленную коррозию металлических деталей.

Принцип действия трубчатых разрядников состоит в следующем: при атмосферных перенапряжениях с амплитудой, превышающей пробивное напряжение разрядника, происходит пробой внешнего и внутреннего искровых промежутков. По пути пробоя импульсный ток стекает с провода в землю, а вслед за ним протекает сопровождающий ток промышленной частоты. На искровых промежутках загорается электрическая дуга. Под воздействием высокой температуры дуги газогенерирующая трубка, разлагаясь, выделяет большое количество газов, которые создают внутри трубки высокое давление. Оно вызывает дутье, направленное вдоль столба электрической дуги, горящей на электродах внутреннего искрового промежутка. Движущиеся газы расщепляют на отдельные волокна горящую дугу, охлаждают ее, при переходе тока промышленной частоты через его нулевое значение гасят дугу. Электрическая прочность обоих промежутков восстанавливается и токоведущий провод вновь оказывается отделенным от земли.

Разрядники типа РТ имеют указатели срабатывания однократного действия (рис. 4.51) в виде стальной тонкой ленты, закрепленной одним концом с помощью винта на выхлопной обойме разрядника. Другой конец ленты закладывается в выхлопное отверстие разрядника и при его срабатывании выбрасывается под действием выхлопных газов.

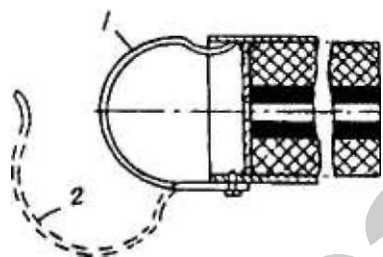


Рис. 4.51. Однократный ленточный указатель срабатывания трубчатого разрядника: 1 - до срабатывания; 2 - после срабатывания

Каждый тип разрядников характеризуется электрическими параметрами. Например,

0,8 - 5

360

Здесь указанное в числителе номинальное напряжение показывает, в какой сети может применяться данный трубчатый разрядник. При его установке в сети с меньшим напряжением защита будет срабатывать неэффективно, а с большим — дуга не будет погашена и разрядник разрушится. В знаменателе указываются нижний и верхний пределы обрываемых токов.

Нижний предел обрываемых токов (0,8) характеризует минимальное значение сопровождающего тока в килоамперах (кА), при котором интенсивность и нарастание давления в трубке разрядника достаточны для быстрого гашения дуги. Верхний предел обрываемого тока (5) указывает на максимальную величину сопровождающего тока (тока короткого замыкания), который разрядник может оборвать. Если величина тока короткого замыкания в данной точке сети превышает верхний предел обрываемых токов, указанных в паспорте разрядника, то последний при срабатывании разрушается.

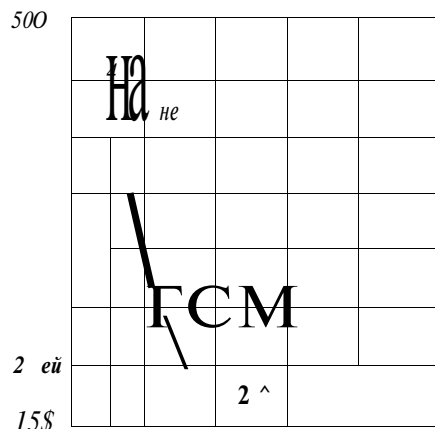
Вольт-секундные характеристики трубчатых разрядников определяются величинами внутреннего и внешнего искровых промежутков (рис. 4.52). От величины внутреннего искрового промежутка зависят пределы обрываемых токов. Поэтому регулировать пробивное напряжение разрядника изменением величины внутреннего искрового промежутка запрещается. Регулировка импульсного пробивного напряжения разрядника производится изменением величины внешнего искрового промежутка. При эксплуатации устанавливаются минимальные значения величин внешних искровых промежутков (табл. 4.24).

Таблица 4.24

Минимальные значения величин внешних искровых промежутков

Напряжение сети, кВ	Режим нейтрали	Внешний искровой промежуток, мм
6	Изолированная	10
10	Изолированная	15
20	Изолированная	60
35	Изолированная	100
110	Заземленная	400

361



я.3

Рис. 4.52. Вольт-секундные характеристики
трубчатого разрядника типа
РТФ-35/0,8-5:

1 - внешний искровой промежуток 100 мм,
2 - 60 мм

Вентильные разрядники. Вентильные разрядники предназначены для защиты оборудования станций и подстанций от перенапряжения. Для защиты изоляции трансформаторов и оборудования распределительных устройств напряжением 3...10 кВ применяются вентильные разрядники серий РВП (рис. 4.53).

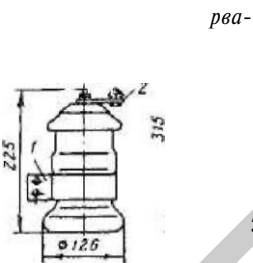


Рис. 4.53. Общий вид вентильных разрядников
серии РВП на 3; 6; 10 кВ: 1 - хомут для крепления разрядников;
2 - пластинка для присоединения к проводу

Изоляцию оборудования напряжением 15.220 кВ защищают вентильными разрядниками серии РВС (рис. 4.54).

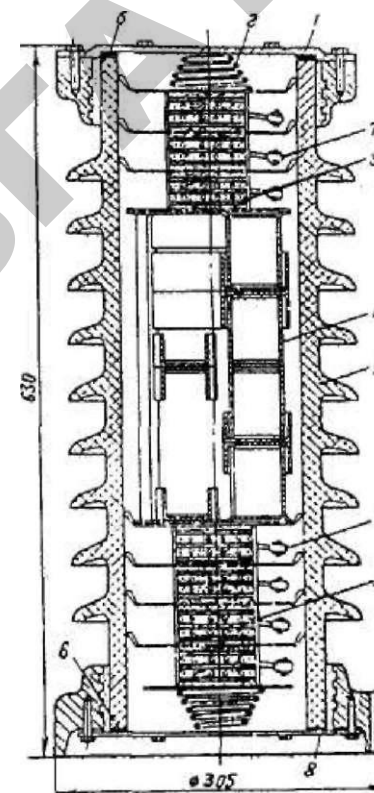


Рис. 4.54. Разрядник вентильный типа РВО-35:

1 - крышка верхняя; 2 - пружина стальная; 3 - комплект искровых промежутков;
4 - блок рабочего резистора; 5 - покрышка фарфоровая; 6 - резиновое уплотнение;
7 - шунтирующие резисторы; 8 - крышка нижняя

Разрядники серий РВМ и РВВМ с магнитным гашением дуги предназначены для защиты изоляции вращающихся электрических машин напряжением 3.35 кВ.

Вентильные разрядники серии РС-10 и РВО-10 (рисунки 4.55 и 4.56) облегченной конструкции предназначены для защиты малоответственного оборудования напряжением 3.35 кВ.

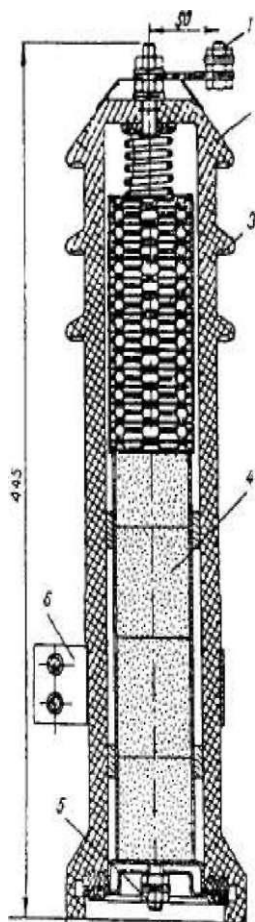


Рис. 4.55. Разрядник вентиляный типа РС-10: 1 - болт для присоединения к проводу; 2 - фарфоровый корпус; 3 - многократный искровой промежуток; 4 - рабочее сопротивление; 5 - болт для присоединения к заземлению; 6 - хомут крепежный

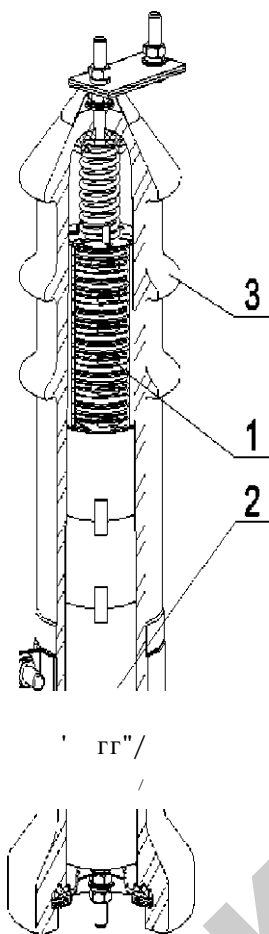


Рис. 4.56. Разрядник вентиляный типа РВО-10:
1 - многократный искровой промежуток; 2 - нелинейный резистор; 3 - фарфоровый корпус.

На рисунке 4.56 изображен разрядник РВО-10.

Для защиты оборудования потребительских подстанций со стороны 0,4 кВ в настоящее время используются разрядники типа РВН-0,5 (рис. 4.57).

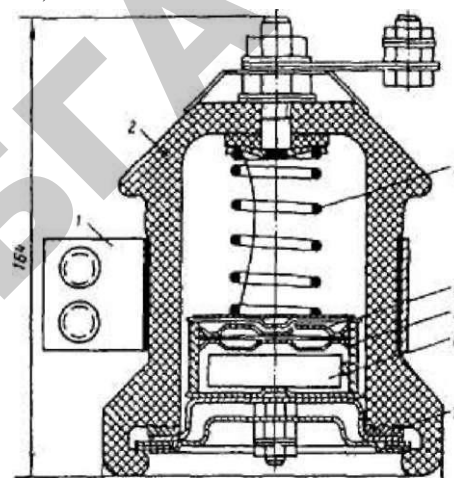


Рис. 4.57. Разрядник вентиляный типа РВН-0,5:
1 - хомут для крепления разрядника; 2 - крышка фарфоровая;
3 - пружина стальная; 4 - искровой промежуток; 5 - цилиндр бумажно-бакелитовый; 6 - диск нелинейного резистора;
7 - кольцо уплотнения резиновое

Основными элементами вентиляных разрядников являются многократный искровой промежуток и включенное последовательно с ним рабочее сопротивление. При появлении опасного для изоляции перенапряжения происходит пробой искровых промежутков разрядника с последующим стеканием в землю импульсного тока через рабочее сопротивление. Благодаря свойству рабочих сопротивлений, которое выражается в увеличении их проводимости при повышении приложенного напряжения, вентиляные разрядники могут отводить в землю импульсные токи в несколько десятков киловольт-ампер без опасного для защищаемой изоляции повышения напряжения. При этом остающееся напряжение по величине незначительно отличается от пробивного напряжения искровых промежутков.

Вслед за импульсным током под действием рабочего напряжения через разрядник протекает ток промышленной частоты, называемый сопровождаемым током. При действии рабочего напряжения проводимость рабочего сопротивления снижается в 10..15 раз в сравнении с проводимостью при импульсном токе. Поэтому сопровождающий ток ограничивается рабочим сопротивлением до значений, обрываемых искровым промежутком при первом прохождении тока через его нулевое значение.

Для каждого типа искровых промежутков вентильных разрядников существует предельное значение сопровождающего тока, который они способны надежно отключать (обрывать). Этот ток называется наибольшим допустимым сопровождающим током разрядника.

Искровые промежутки вентильных разрядников делаются многократными, т.е. состоящими из большого числа последовательно соединенных единичных промежутков. На рисунке 4.58 изображен разрез единичного искрового промежутка разрядника серии РВП. Промежуток образован штампованными латунными шайбами 1, разделенными миканитовой кольцевой прокладкой 2. Электрическое поле промежутка близко к однородному, поэтому его пробивное напряжение прямо пропорционально расстоянию между электродами (шайбами). Количество единичных искровых промежутков устанавливается из расчета 1 промежуток на 1 кВ фазного напряжения разрядника. Такие промежутки могут надежно гасить дугу сопровождающего тока, величиной до 100 А. При токе свыше 100 А электроды промежутков нагреваются настолько, что возможна термоэлектронная эмиссия с поверхности электродов и гашение дуги в промежутке не происходит.

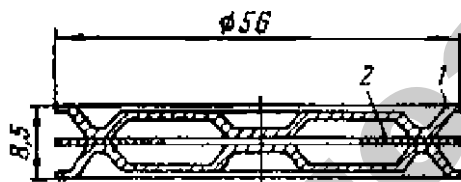


Рис. 4.58. Разрез единичного искрового промежутка разрядников серии РВП:
1 - электрод; 2 - изоляционная прокладка

В разрядниках серии РВМ с пониженным значением коэффициента защиты K_z и повышенным значением сопровождающего тока (более 100 А) применяют промежутки с магнитным гашением дуги.

Коэффициент защиты определяется по формуле:

$$K_z = \frac{U_{ост}}{U_{гаш}}$$

где $U_{ост}$ — остающееся напряжение на разряднике после прохождения импульса, кВ;

$U_{гаш}$ — напряжение, при котором может быть надежно погашена дуга сопровождающего тока, кВ.

Промежуток с магнитным гашением дуги (рис. 4.59) представляет собой зазор между электродами 1 и 2. Дуга, горящая между этими электродами, в результате взаимодействия с магнитным полем постоянных магнитов перемещается с большой скоростью по кольцевому зазору, что обеспечивает гашение дуги сопровождающего тока до 250..300 А из-за меньшего нагрева электродов.

Для равномерного распределения по искровым промежуткам, облегчения гашения дуги сопровождающего тока и увеличения пробивного напряжения разрядников при промышленной частоте промежутки шунтируются резисторами. Их сопротивление выбирают таким, чтобы через них протекал ток, превышающий в несколько раз емкостный ток искровых промежутков (рис. 4.59).

Рабочее сопротивление вентильных разрядников состоит из ряда последовательно соединенных дисков, изготовленных из порошка карбида кремния (карборунда) и связки из жидкого стекла. В зависимости от технологии обжига получают вилит (400 °С) и тервит (1200 °С), характеристики которых различаются между собой. По сравнению с вилитом тервит обладает повышенной пропускной способностью, но более низкими вентильными свойствами.

Диски диаметром 50 и 100 мм рассчитаны на пропускную способность сопровождающего тока 5 и 10 кА соответственно.

Для предотвращения разряда по поверхности рабочего сопротивления оно покрывается специальной обмазкой.

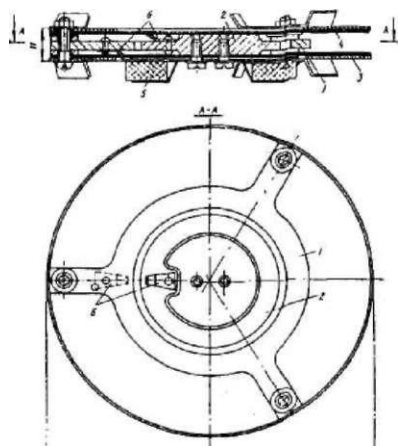


Рис. 4.59. Конструкция единичного искрового промежутка с магнитным гашением дуги:

1 - электрод внешний; 2 - электрод внутренний; 3 - прокладка из миканита; 4 - прокладка из электрокартона; 5 - магнит; 8 - подсвечивающий электрод

Для предотвращения разряда по поверхности рабочего сопротивления оно покрывается специальной обмазкой.

У разрядников напряжением 15 кВ и выше искровые промежутки набираются из комплектов, конструкция которых показана на рисунке 4.60.

В настоящее время промышленностью выпускаются облегченные разрядники типа РС-10 и РВО на 3; 5; 10 и 35 кВ, которые применяются в сельскохозяйственных сетях. Для защиты изоляции потребительских трансформаторных подстанций со стороны низкого напряжения применяются разрядники типа РВН-0,5.

Ограничители перенапряжений. В настоящее время ряд зарубежных фирм (Кауспегп, 2\УАК, АО «Феникс» и др.) разработали и производят более совершенные электрические аппараты для защиты электрооборудования от атмосферных перенапряжений — ограничители перенапряжений нелинейные (ОПН). Они выпускаются на все классы напряжений и используются взамен вентильных разрядников.

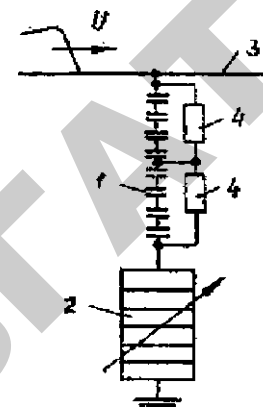


Рис. 4.60. Устройство и схема включения вентильного разрядника:

1 - искровой промежуток; 2 - рабочее сопротивление; 3 - провод; 4 - шунтирующие сопротивления

Ограничитель ОПН представляет собой аппарат, который содержит высоко нелинейный резистор, состоящий из последовательно соединенных в колонку дисков оксидно-цинковых варисторов, помещенных в изоляционную оболочку, при этом искровые промежутки отсутствуют. Корпус плотно закрыт, чтобы защитить варисторы от сырости. Он также оснащен устройством, которое (в случае повреждения варисторов) защищает от чрезмерного роста давления газа и возникновения дугового короткого замыкания внутри ограничителя. Следует отметить, что в случае возникновения перенапряжения ток резко возрастает. Ограничитель при этом поглощает электрическую энергию, превращая ее в тепловую. Благодаря нелинейной вольт-амперной характеристике, даже при значительных токах разряда не возникает опасность перенапряжения для защищаемой изоляции. Тепловая энергия, накопленная в варисторе, после спада перенапряжения отводится в окружающую среду через корпус ограничителя.

Фирма Кауспегп (Германия) выпускает ОПН для использования на открытом воздухе (тип гГОА), в помещениях (тип 8РА), для элегазовых выключателей (тип КТ)А). Все они выпускаются на напряжение 6..36 кВ. На рисунке 4.61 показан ОПН типа НБА.

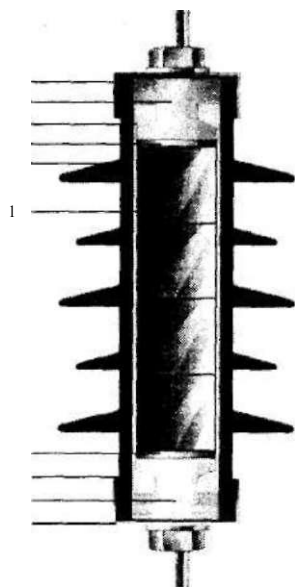


Рис. 4.61. Ограничитель перенапряжений типа НЛБ фирмы Каусьеш:

1 - диски из оксида цинка; 2 - тарельчатая пружина; 3 - электроды;
4 - волокнисто-усиленная композитивная структура; 5 - уплотнение из мастики;
6 - концевые колпачки из нержавеющей стали; 7 - корпус из тренкингостойкого полимера

Фирма 2\УЛК (Польша) выпускает ОПН типа ОХЛ на напряжение от 96 до 360 кВ. В зависимости от напряжения ОПН могут состоять из одного, двух или трех блоков.

Российское АО «Феникс» выпускает ОПН на все классы напряжений от 0,4 до 500 кВ. Этот ОПН представляет собой аппарат опорного типа. Корпус у него выполняется во взрывобезопасном исполнении из комбинированной полимерной изоляции.

Ограничители типа ОПН-РС/ТББ предназначены для защиты электрооборудования распределительных устройств и аппаратов от атмосферных и коммутационных перенапряжений в сетях напряжением 6-10 кВ переменного тока частотой 48,62 Гц с изолированной или компенсированной нейтралью. Эти ОПН могут быть использованы во всех точках сети, где ранее предусматривалось применение вентильных разрядников типа РВО. Общий вид ОПН-РС/ТББ показан на рисунке 4.62, а.

Ограничители ОПН-Т/ТББ предназначены для защиты оборудования распределительных устройств и аппаратов от атмосферных и коммутационных перенапряжений в сетях 6...35 кВ переменного тока частотой 48...62 Гц с изолированной и компенсированной нейтралью. Применять эти ОПН целесообразно в тяжелых эксплуатационных условиях для защиты электрооборудования (в схемах с вращающимися машинами, электродуговыми печами) и кабельных сетей. Общий вид ограничителя ОПН-Т/ТББ показан на рисунке 4.62, б.

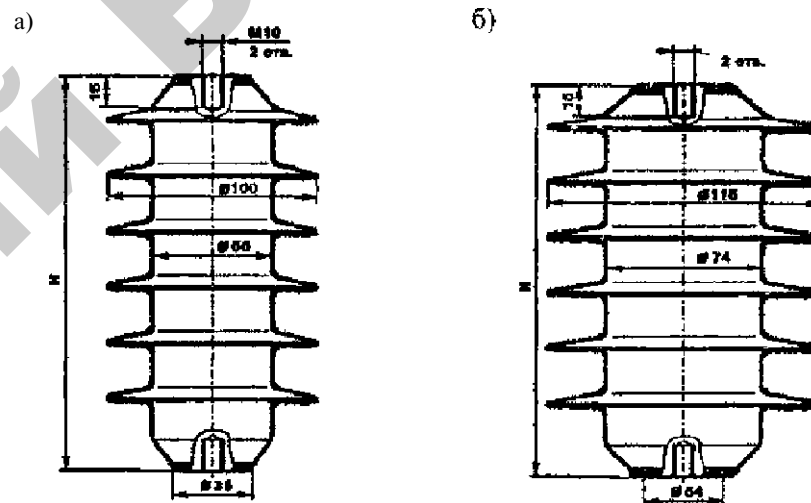


Рис. 4.62. Общий вид и основные размеры:
а — ОПН-РС/ТББ; б - ОПН-Т/ТББ

Ограничители типа ОПНС предназначены для защиты электрооборудования, станций переменного тока на классы напряжения 3; 6; 10; 35; 110 кВ от атмосферных и коммутационных перенапряжений. Внешняя изоляция по требованию заказчика может выполняться из электротехнического фарфора и из полимерного материала (кремнийорганической резины).

Общий вид ограничителя ОПНС на напряжение 6; 10 кВ приведен на рисунке 4.63.

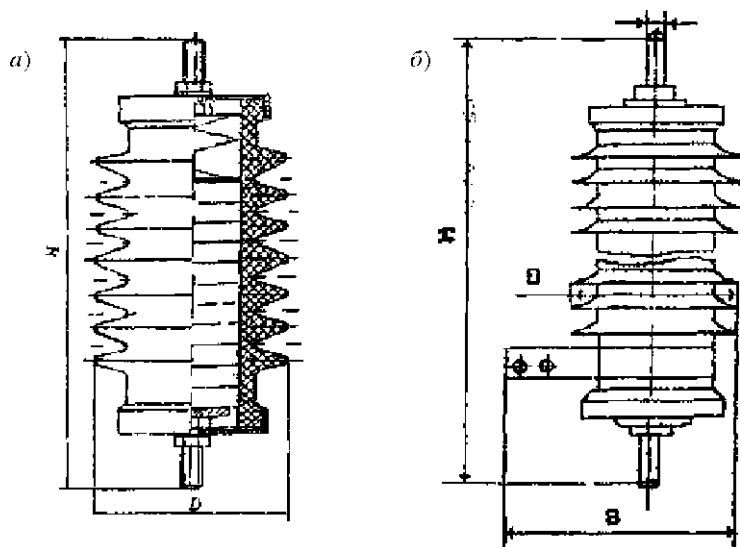


Рис. 4.63. Общий вид ограничителей перенапряжений типа ОПНС на 6 и 10 кВ:
а - в фарфоровом корпусе; б - в полимерном корпусе

Для защиты заземляемой нейтрали трансформатора в сетях переменного тока класса напряжения 110 кВ частоты 50 Гц и аппаратов, включаемых в эту нейтраль, от атмосферных и коммутационных перенапряжений применяется ОПН типа ОПНСН-110/73-420 УХЛ1 (Н - для защиты нейтрали трансформаторов).

Ограничители типа ОПН-У/ТББ 110 предназначены для защиты трансформаторов, электрооборудования распределительных устройств и аппаратов от атмосферных и коммутационных перенапряжений в сетях напряжения 110 кВ переменного тока частоты 48.62 Гц с заземленной нейтралью. Особенно эффективно применение этих ограничителей перенапряжений в районах с высокой грозовой активностью и в сетях с особо ответственным оборудованием. Общий вид и основные размеры ОПН-У/ТББ 110 приведены на рисунке 4.64.

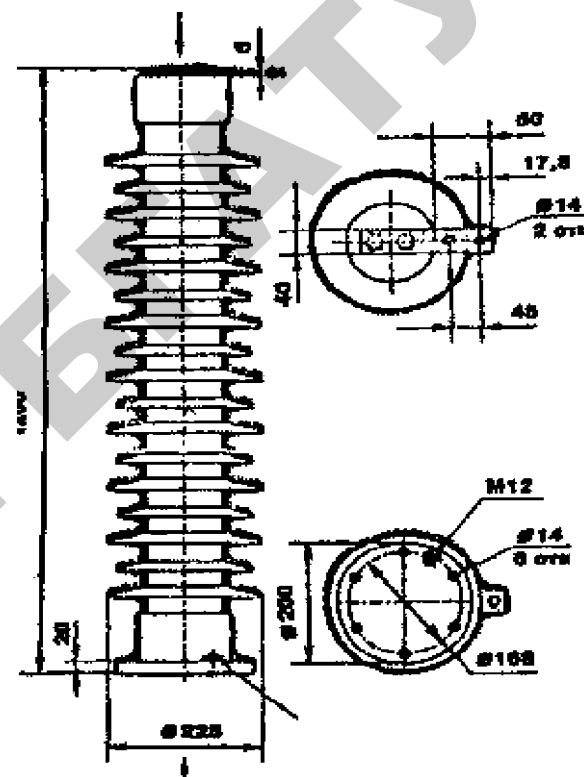


Рис. 4.64. Общий вид и основные размеры ОПН-У/ТББ-110

Ограничители перенапряжений ОПН-Т/ТББ 110 выполнены в виде одноколونковых аппаратов опорного типа вертикальной установки. Для присоединения фазного провода и заземления ограничитель имеет стандартную контактную пластину на верхнем фланце и болт заземления на нижнем. Металлические фланцы закреплены на корпусе ограничителя и загерметизированы полимерным компаундом.

Корпус представляет собой стеклоэпоксидный цилиндр с напрессованными на него ребрами из силиконовой резины.

Металлооксидные (2п0) резисторы с высоколинейной вольт-амперной характеристикой запрессованы в оболочки из полимерного материала и в виде однотипных элементов последовательно соединены внутри общего корпуса.

Длинно-искровые разрядники (РДИ). Разрядники этого типа рекомендуются для защиты воздушных линий (ВЛ) от грозовых перенапряжений и пережога проводов. Эти разрядники выпускаются следующих модификаций:

- 1) РДИ шлейфового типа (РДИШ-10);
- 2) РДИ модульного типа с длиной перекрытия по поверхности 1,5 м (РДИМ-10-1,5);
- 3) РДИ модульного типа для компактных ВЛ (РДИМ-10-К).
- 4) РДИ петлевой (РДИП-10).

Принцип работы разрядника основан на использовании эффекта скользящего разряда, который обеспечивает большую длину импульсного перекрытия по поверхности разрядника. За счет этого, а также благодаря разбиению канала разряда на части промежуточными электродами, исключается переход импульсного перекрытия в силовую дугу тока промышленной частоты.

Разрядники РДИШ-10 целесообразно применять для защиты ВЛ 6, 10 кВ от индуктированных грозовых перенапряжений в тех местах, где необходимо двойное крепление проводов.

Разрядники РДИМ-10-1,5 обладают хорошими вольт-секундными характеристиками, что позволяет защищать изоляцию ВЛ от индуктированных перенапряжений и прямых ударов молнии в линию.

Разрядник РДИ модульного типа для компактных ВЛ (РДИМ-10-К) предназначен для защиты от индуктированных грозовых перенапряжений и их последствий воздушных линий электропередачи напряжением 6, 10 кВ трехфазного переменного тока с неизолированными и защищенными проводами компактного исполнения с расстоянием между соседними проводами около 0,5 м и с изоляторами класса 20 кВ в районах II степени загрязнения.

Разрядник РДИП-10 предназначен для защиты воздушных линий электропередачи напряжением 6, 10 кВ трехфазного переменного тока с защищенными и неизолированными проводами от индуктированных грозовых перенапряжений и их последствий и рассчитан для работы на открытом воздухе при температурах окружающего воздуха от $-60\text{ }^{\circ}\text{C}$ до $+50\text{ }^{\circ}\text{C}$ в течение 30 лет.

Общий вид и основные составные части разрядника приведены на рисунке 4.65.

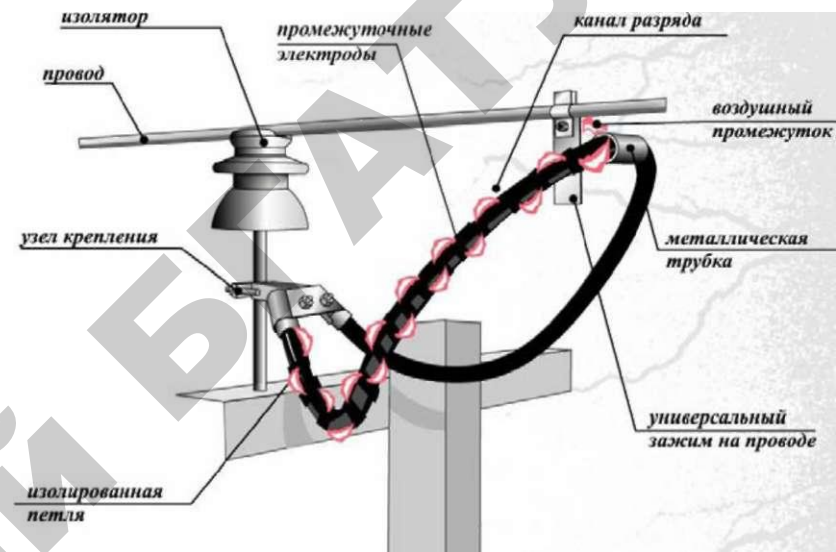


Рис. 4.65. Общий вид петлевого разрядника на опоре ВЛ (конструктивный эскиз)

Разрядник состоит из согнутого в виде петли металлического стержня, покрытого слоем изоляции из полиэтилена высокого давления. Концы изолированной петли закреплены в зажиме крепления, с помощью которого разрядник присоединяется к штырю изолятора на опоре ВЛ. В средней части петли поверх изоляции расположена металлическая трубка. На проводе ВЛ (напротив металлической трубки разрядника) закрепляется универсальный зажим для создания необходимого воздушного искрового промежутка Я.

Закрепление изолированной петли разрядника на ВЛ производится с помощью зажима крепления. Зажим крепления изготовлен из стали, покрытой защитным слоем цинка, и имеет конструкцию, обеспечивающую надежное крепление разрядника к элементам арматуры ВЛ. Конструкция зажима крепления разрядника может быть изменена и иметь форму, адаптированную под конкретные условия крепления разрядника на опоре ВЛ.

Универсальный зажим для провода изготовлен из стали, покрытой защитным слоем цинка. Конструкция зажима позволяет устанавливать на неизолированные и защищенные провода, зажим для которых имеет прокусывающие шипы.

При возникновении на проводе ВЛ индуктированного грозового импульса искровой воздушный промежуток 5^1 между проводом ВЛ и металлической трубкой разрядника пробивается. Напряжение прикладывается к изоляции между металлической трубкой и металлическим стержнем петли, имеющим потенциал опоры.

Под воздействием приложенного импульсного напряжения вдоль поверхности изоляции петли от металлической трубки к зажиму крепления разрядника (по плечу петли с промежуточными кольцевыми электродами) развивается скользящий разряд. Вследствие эффекта скользящего разряда вольт-секундная характеристика разрядника расположена ниже, чем вольт-секундная характеристика изолятора, т. е. при воздействии грозового перенапряжения разрядник перекрывается, а изолятор нет.

После прохождения импульсного тока молнии благодаря большой длине канала искрового перекрытия по разряднику и разбиению его на части промежуточными электродами разряд гаснет и не переходит в силовую дугу, что предотвращает возникновение короткого замыкания, повреждение провода и отключение ВЛ.

Разрядные характеристики РДИП-10 таковы, что ни один из изоляторов всех трех фаз в данной схеме не перекрывается. Это объясняется тем, что каждый из них защищен разрядником, установленным электрически параллельно изоляторам и расположенным либо непосредственно рядом с изолятором, либо на соседней опоре.

При уровнях индуктированных перенапряжений, близких к импульсному напряжению срабатывания разрядника, возможно перекрытие разрядника лишь на одной опоре, приводящее к однофазному замыканию на землю. Ток замыкания при этом не превышает 10.20 А и петлевой разрядник с общей длиной перекрытия 80 см исключает возникновение силовой дуги.

Особенности выбора разрядников. При выборе трубчатых разрядников для их установки в электрическую сеть необходимо учитывать следующее:

- 1) номинальное напряжение сети;
- 2) величину тока короткого замыкания в месте установки трубчатого разрядника (при этом верхний предел обрываемого тока должен быть выше максимально возможного, а нижний - ниже минимального возможного тока короткого замыкания в данной точке сети);
- 3) режим работы нейтрали сети (в сетях с заземленной нейтралью

ль выбор производится по току однофазного и многофазного коротких замыканий на землю; в сети с изолированной или компенсированной нейтралью - по току двух- или трехфазного короткого замыкания на землю);

4) разрядные характеристики защищаемой изоляции (при этом вольт-секундная характеристика разрядников (рис. 4.66) должна находиться не менее чем на 20 % ниже разрядного напряжения такой же характеристики изоляции).

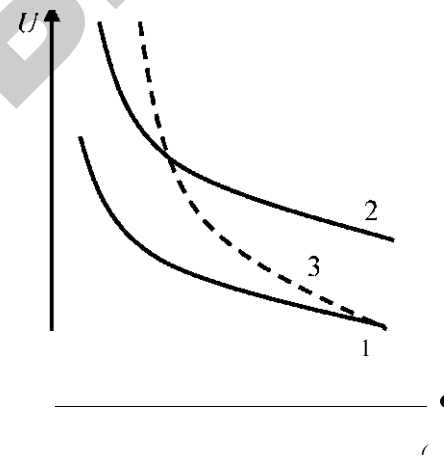


Рис. 4.66. Вольт-секундные характеристики: 1 - разрядника, 2 - защищаемой изоляции, 3 - неверно подобранного разрядника

При выборе вентильных разрядников надо учитывать следующее:

- 1) номинальные напряжения сети и защищаемого оборудования;
- 2) вид защищаемого оборудования (т. е. вентильные разрядники делятся по виду защищаемого оборудования);
- 3) напряжение гашения разрядника должно быть следующим: для сети с изолированной нейтралью напряжением 2.20 кВ - не менее 110 % наибольшего рабочего линейного напряжения, для сети с изолированной нейтралью напряжением 35 и 110 кВ - 100 %, для сети с изолированной нейтралью напряжением 110 кВ и выше - 80 %.

При выборе разрядников и их эксплуатации необходимо соблюдать требования Правил технической эксплуатации электроустановок.

Порядок выполнения работы.

1. Ознакомиться с устройством трубчатых разрядников, представленных на стенде. Изучить их конструктивные особенности в зависимости от напряжения, а также схемы включения и принцип работы.

2. Изучить конструкцию вентильных разрядников. Ознакомиться с устройством искровых промежутков и их количеством в зависимости от напряжения. Изучить устройство и назначение шунтирующих и рабочих сопротивлений в разрядниках.

3. Изучить устройство ограничителей напряжения. Выявить их конструктивные отличия от вентильных разрядников и основные достоинства.

4. Изучить устройство и принцип действия длинно-искровых разрядников, их модификации и схемы подключения.

5. Ознакомиться с особенностями выбора разрядников.

Содержание отчета.

1. Привести технические характеристики разрядников.

2. Представить разрезы трубчатого, вентильного разрядников и ограничителя напряжения.

3. Привести электрические схемы включения трубчатых, вентильных разрядников, ограничителей перенапряжения и длинно-искровых разрядников.

4. Представить эскизы искровых промежутков.

Контрольные вопросы.

1. Назначение и типы разрядников.

2. Конструкция трубчатых и вентильных разрядников.

3. Назначение внешнего и внутреннего искровых промежутков,

4. Маркировка трубчатых и вентильных разрядников.

5. Принцип работы трубчатых и вентильных разрядников.

6. Серии вентильных разрядников в зависимости от защищаемого оборудования.

7. Устройство единичных искровых промежутков вентильных разрядников.

8. Какими свойствами обладает рабочее сопротивление разрядника типа РВ?

9. С какой целью шунтируются искровые промежутки?

10. Назовите условия выбора разрядников.

11. Назовите сроки проверки разрядников.

12. Как производятся профилактические испытания вентильных разрядников?

13. Назовите места установки разрядников.

14. Назовите особенности эксплуатации разрядников в зимний период.

15. Какие испытания проводятся при капитальных и текущих ремонтах?

16. Конструкция ограничителей перенапряжений.

17. Принцип работы ОПН.

18. Типы ограничителей перенапряжений.

19. Назовите модификации длинно-искровых разрядников и их принцип действия.

Работа 10.

КОМПЛЕКТНЫЕ ТРАНСФОРМАТОРНЫЕ ПОДСТАНЦИИ НАПЯЖЕНИЕМ 10/0,4 кВ

Цель работы. Ознакомиться с комплектными трансформаторными подстанциями, изучить их устройство и принципиальные электрические схемы.

План работы:

1. Изучить типы подстанций, применяемых в сельских электрических сетях.

2. Ознакомиться с конструктивным выполнением комплектной трансформаторной подстанции.

3. Изучить схему электрических соединений КТП-10/0,4 кВ.

4. Ознакомиться с комплектацией КТП-10/0,4 кВ.

5. Произвести подготовку к включению в сеть КТП-10/0,4 кВ.

Общие сведения. *Трансформаторной подстанцией* называется устройство, предназначенное для преобразования электрической

энергии одного напряжения в электрическую энергию другого напряжения. Основным элементом каждой трансформаторной подстанции является силовой трансформатор. Кроме трансформатора, на подстанции монтируют всю необходимую аппаратуру, контрольно-измерительные приборы и вспомогательные устройства.

Различают *районные понижающие* и *потребительские* подстанции. На районных подстанциях электроэнергия трансформируется с напряжения 500.35 кВ на напряжение 110.6 кВ. Потребительские подстанции сельскохозяйственного назначения обычно строят для трансформации напряжения с 10 кВ на 0,38 кВ. Конструкция трансформаторных подстанций для питания сельскохозяйственных потребителей зависит от мощности понижающего трансформатора. При его небольшой мощности предпочтительно строить **мачтовые** подстанции типа КТПМ (рис. 4.67). Если мощность подстанций более 100 кВ-А, то обычно выбирают комплектную трансформаторную подстанцию типа КТП (рис. 4.68).

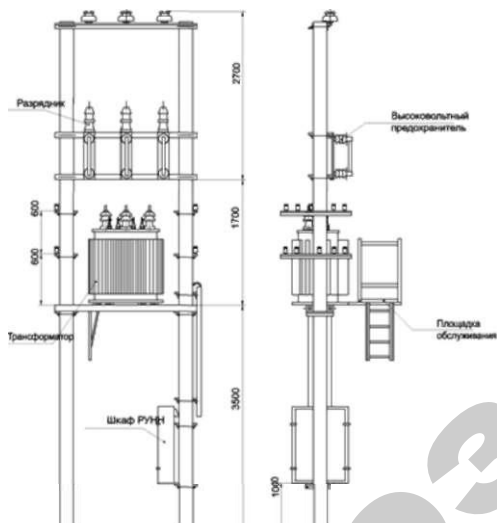


Рис. 4.67. Общий вид мачтовой ТП 10/0,38 кВ

В сельских электрических сетях строят также и **закрытые** подстанции (ЗТП). Их целесообразно применять при значительных мощностях трансформаторов, например, для питания производ-

ственных комплексов. Кроме того, ЗТП применяют в качестве проходной подстанции с использованием высоковольтного отсека для монтажа секционных аппаратов распределительного устройства сети, для подключения резервной линии и т. п. Такие подстанции обычно монтируют в специальных зданиях из кирпича или железобетона. Первый этаж в них разделен на два отсека: отсек силовых трансформаторов и отсек распределительного устройства низшего напряжения (РУНН). На втором этаже размещено распределительное устройство высшего напряжения (РУВН).

Электрические схемы мачтовых и комплексных подстанций обычно не зависят от мощности трансформатора. Электрические схемы и общий вид некоторых комплектных трансформаторных подстанций приведены в приложениях 2. 9. Принципиальная электрическая схема КТП-250/10 показана на рисунке 4.68.

Устройство КТП. Комплексные трансформаторные подстанции состоят из следующих частей:

1. Распределительное устройство высшего напряжения.
2. Трансформатор силовой.
3. Распределительное устройство низшего напряжения.
4. Изоляторы проходные.
5. Разрядники вентильные.
6. Кожух.
7. Салазки (в КТП мощностью до 160 кВ-А) или рама (в КТП мощностью 250 кВ-А).
8. Разъединитель.

В КТП мощностью свыше 160 кВ-А силовой трансформатор устанавливается непосредственно на фундамент (салазки отсутствуют). Трансформатор подключают к питающей сети напряжением 10 кВ через разъединитель типа РНД-10, установленный на концевой опоре, и предохранитель типа ПК-10, находящиеся со стороны высшего напряжения. Снаружи (в верхней части устройства) расположены высоковольтные вентильные разрядники РВП-10 или РС-10 и кронштейны со штырями для установки изоляторов низковольтных линий. Сборные шины подключены к трансформатору через рубильник, а от корпуса шины - через автоматический выключатель (например, А 3100 или А 3710).

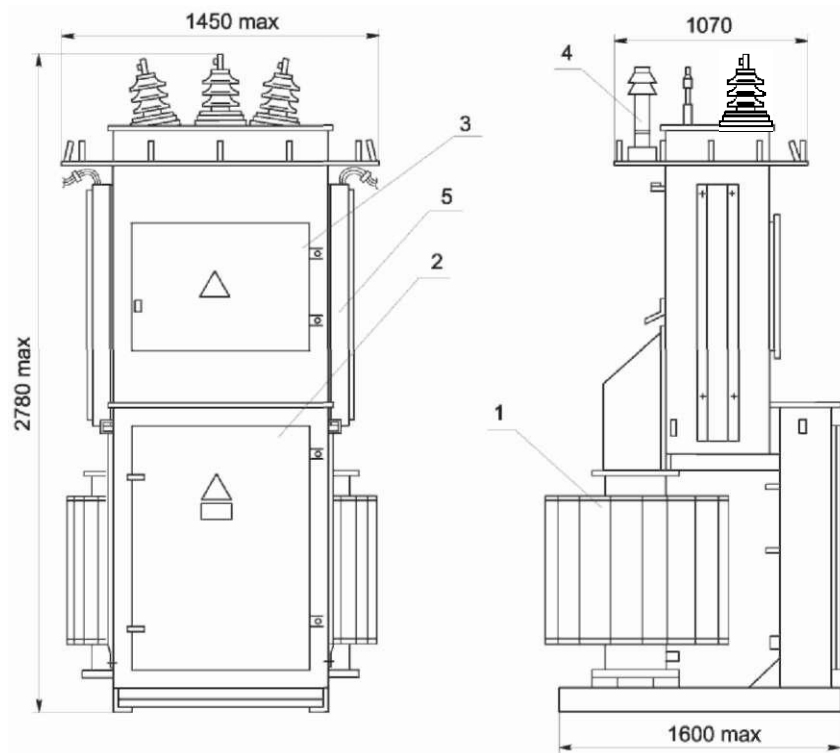


Рис. 4.68. Общий вид КТП мощностью 250 кВ·А, установленной на фундаменте: 1 - трансформатор; 2 - шкаф РУНН; 3 - шкаф РУВН; 4 - ограничитель перенапряжений (вентильный разрядник РВО); 5 - короб (для КТП с воздушными выводами)

Коммутационные аппараты, аппаратура защиты, автоматики и учета расположены в распределительном устройстве со стороны низшего напряжения и скомплектованы в отдельные блоки. В нижней части КТП имеются два болта для присоединения к заземляющему устройству. Распределительное устройство со стороны высшего напряжения закрывают одностворчатыми дверями, закрываемыми на замок.

Работа КТП. На рисунке 4.69 приведена схема КТП-250. Напряжение от высоковольтной линии подается через разъединитель 1, проходные изоляторы и высоковольтные предохранители 3 на вводе трансформатора 4. Пониженное до 0,4/0,23 кВ напряжение через рубильник 5 и трансформатор тока 13 подается на силовые фидеры 1, 2, 3, 4 и фидер уличного освещения.

КТП имеет следующие защиты:

1. На стороне высшего напряжения:
 - 1) от атмосферных перенапряжений;
 - 2) от многофазных коротких замыканий.
2. На стороне низшего напряжения:
 - 1) от перегрузки, однофазных коротких замыканий, многофазных коротких замыканий отходящих линий;
 - 2) от коротких замыканий линии уличного освещения, цепей внутреннего освещения подстанции;
 - 3) от перегрузки силового трансформатора;
 - 4) от атмосферных перенапряжений.

Защита оборудования от атмосферных перенапряжений осуществляется высоковольтными 2 и низковольтными 6 разрядниками.

Защита силовых трансформаторов от многофазных КЗ обеспечивается предохранителями 3.

От многофазных КЗ и перегрузок отходящих линий КТП защищается автоматами 18, 20, 22, 24 с внутренними комбинированными расцепителями.

Для защиты отходящих линий от однофазных КЗ в нулевых проводах фидеров предусмотрены токовые реле 19, 21, 23. Они должны настраиваться на срабатывание при однофазных КЗ в наиболее отдаленных точках сети. При срабатывании реле замыкающие контакты отключают линейные автоматы 18, 20, 22.

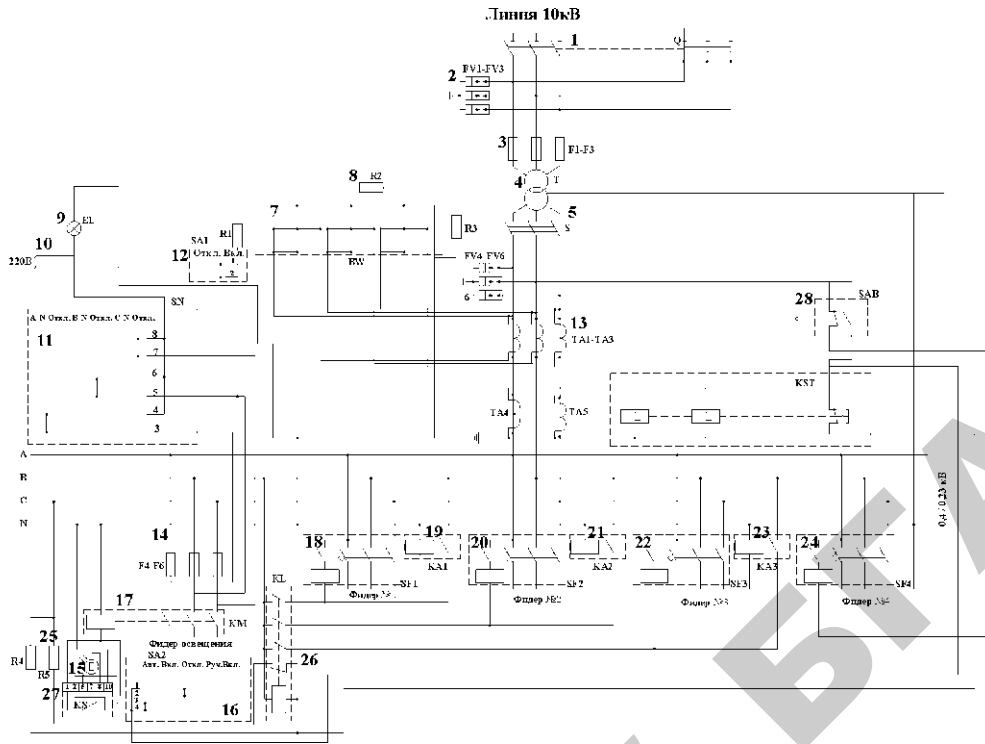


Рис. 4.69. Схема электрическая принципиальная КТП-250/10/0,4-81 У1

Защита линии уличного освещения, цепей внутреннего освещения подстанций и цепей обогрева счетчика от перегрузок и КЗ осуществляется предохранителями 14.

Для защиты силового трансформатора от перегрузки предусмотрено тепловое реле 28, питающееся от вторичных обмоток трансформаторов тока 13. В рабочем режиме КТП при нормальной нагрузке трансформатора контакты 1 и 2 конечного выключателя 29 замкнуты, но напряжение на обмотку промежуточного реле 26 не поступает, так как оно зашунтировано размыкающими контактами теплового реле. При перегрузке трансформатора размыкаются контакты теплового реле и напряжение подается на обмотку промежуточного реле 26, включенную через размыкающие контакты этого же реле последовательно с сопротивлением 30. Промежуточное реле срабатывает и через свои замыкающие контакты подает напряжение на отключающие катушки автомата 18, 20, 22, что вызывает их отключение и, следовательно, разгрузку трансформатора. При этом последовательно с обмоткой промежуточного реле включается еще одно ограничительное сопротивление 25, первоначально зашунтированное размыкающими контактами этого реле. Включение сопротивления необходимо для ограничения до номинальной величины (220 В) напряжения, подаваемого на обмотку промежуточного реле после притягивания якоря, т. е. при увеличении сопротивления обмотки реле.

Одна из линий (на рисунке 4.69 фидер № 4) защитой от перегрузки не отключается. Не отключающейся можно сделать любую из линий путем переключения на клеммном блоке 27.

Включение и отключение линией уличного освещения осуществляется фотореле 15. Ручное управление линией уличного освещения осуществляется переключателем 16.

Учет расхода активной энергии выполняется счетчиком 7, токовые обмотки которого питаются от трансформаторов тока 13. Для поддержания нормальной температуры воздуха вблизи счетчика в зимних условиях служат сопротивления 8, включаемые переключателем 12.

Контроль наличия напряжения и освещения в распределительном устройстве низшего напряжения осуществляется при помощи лампы 9, включаемой переключателем 11. Напряжение измеряется переносным вольтметром, который включается в штепсельную розетку 10, расположенную в распределительном устройстве низшего напряжения. Переключатель 11 позволяет измерять напряжение всех фаз.

Принципиальные электрические схемы КТП мощностью 25.160 кВ-А отличаются защитой от перегрузки силового трансформатора, защитой от однофазных коротких замыканий и количеством отходящих линий.

Блокировка. В КТП имеются блокировки, которые не допускают:

1) открытия дверей устройства со стороны высшего напряжения без отключения главных и включения заземляющих ножей разъединителя;

2) включения главных ножей разъединителя без выключения заземляющих;

3) отключения (включения) рубильника под нагрузкой.

Блок-замок двери устройства со стороны высшего напряжения и блок-замок привода заземляющих ножей имеют одинаковый секрет. К ним имеется один ключ. Вторым ключом открывается только блок-замок привода главных ножей разъединителя. Во включенном положении разъединителя оба ключа установлены на приводах главных и заземляющих ножей, откуда их невозможно снять.

После отключения главных и включения заземляющих ножей разъединителя снимется ключ с привода заземляющих ножей, которым открывается дверь шкафа устройства со стороны высшего напряжения.

Блокировка для предотвращения отключения (включений) рубильника под нагрузкой работает следующим образом (рис. 4.69). При открывании внутренней двери распределительного устройства со стороны низшего напряжения контакты 1-2 конечного выключателя 29, шунтирующие обмотку промежуточного реле 26, размыкаются. Реле срабатывает и отключает автоматы фидеров № 1, № 2, № 3. Одновременно вторая пара контактов 3-4 конечного выключателя замыкается и отключает автомат фидера № 4.

В КТП мощностью 63, 100, 160 кВ-А при открывании внутренней двери замыкаются контакты 1-2 и размыкаются контакты 3-4 конечного выключателя. В результате этого отключается автомат фидера № 2 и в промежуточное реле подается импульс на отключение автоматов № 2 и № 3.

В КТП мощностью 25 и 40 кВ-А при открывании внутренней двери замыкаются контакты 1-2 конечного выключателя и отключается головной автомат.

Работа схемы фотореле. Схема фотореле представлена на рисунке 4.70. Она работает следующим образом.

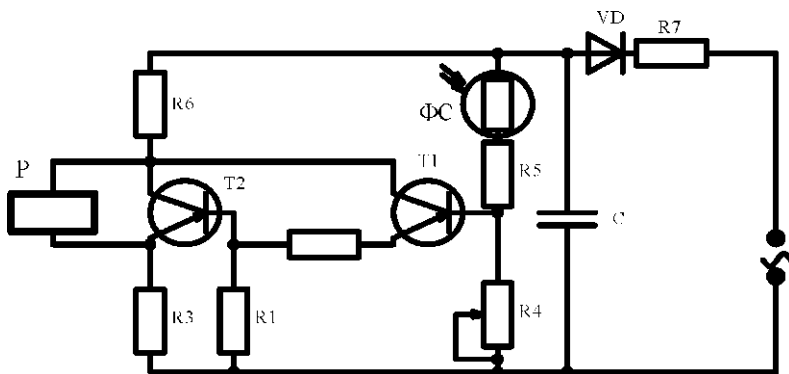


Рис. 4.70. Принципиальная схема фотореле

При увеличении освещенности (рассвет) сопротивление датчика в цепи базы транзистора Т1 уменьшается, а токи в цепях эмиттер-коллектор транзисторов Т1 и Т2 соответственно увеличиваются. Транзисторы открываются. Транзистор Т2 шунтирует обмотку катушки реле Р. Якорь реле отпадает и его контакты размыкают цепь питания катушки аппарата, управляющего фидером освещения.

Уменьшение освещения в вечернее время приводит к увеличению сопротивления датчика ФС. При этом уменьшаются ток базы и ток цепи эмиттер-коллектор транзисторов Т1, Т2 и они закрываются. Реле срабатывает и замыкает цепь включения освещения.

Регулировка порога срабатывания схемы осуществляется с помощью переменного транзистора К4.

Подготовка КТП к работе и включение в сеть. Вначале КТП устанавливается на фундамент и надежно закрепляется. Силовой трансформатор монтируется в соответствии с инструкцией по монтажу и эксплуатации. Заземление КТП выполняется стальными проводниками толщиной не менее 4 мм. В закрепленной КТП монтируется необходимое оборудование, и она подключается к питающей и низковольтной линиям.

Перед включением КТП в сеть высшего напряжения необходимо:

- 1) проверить наличие и техническое состояние заземления;
- 2) убедиться в правильности подключения низковольтных линий к выводам КТП согласно схеме (рис. 4.69).
- 3) проверить исправность предохранителя;

4) проверить сопротивление изоляции, которое должно быть не менее 1 МОм (мегаомметром на напряжение 500...1000 В);

5) проверить работу блокировочных замков;

6) установить регулятор защиты теплового реле трансформатора от перегрузки в положении «+2» в КТП мощностью 63, 100, 250 кВ-А (ток срабатывания реле 5,5 А) и в положение «-2,5» в КТП мощностью 160 кВ-А (ток срабатывания 4,5 А);

7) настроить токовое реле защиты от однофазных КЗ на срабатывание при замыканиях в наиболее удаленной точке сети.

В сеть высшего напряжения КТП включается в следующей последовательности:

- 1) установить выключатели, автоматы, рубильники в выключенное положение;
- 2) закрыть дверь устройства со стороны высшего напряжения и запереть ее ключом блок-замка, снять ключ;
- 3) снять переносное заземление;
- 4) первым ключом, снятым с устройства со стороны высшего напряжения, освободить от блокировки привод заземляющих ножей разъединителя и отключить их;
- 5) вторым ключом освободить от блокировки привод главных ножей разъединителя и выключить их;
- 6) открыть дверь распределительного устройства со стороны низшего напряжения, а также панель закрытия и включить рубильник;
- 7) закрыть панель закрытия;
- 8) проверить величину напряжения всех фаз;
- 9) включить линейные автоматы, а в КТП мощностью 25 и 40 кВ-А — также и головной автомат;
- 10) проверить работу фотореле для автоматического выключения (отключения) линии уличного освещения, затемняя и освещая фотосопротивление.

Техническое обслуживание. Эксплуатация и обслуживание КТП должны производиться в соответствии с ПТЭ. Периодичность осмотров, чистка изоляторов должны устанавливаться эксплуатирующей организацией с таким расчетом, чтобы обеспечивалась нормальная работа изоляции (без ее пробоев и перекрытия).

При осмотрах особое внимание следует обращать на состояние контактных соединений, рубильника, разъединителя, исправность заземления, состояние изоляции (загрязненность, наличие трещин, следов разрядов и проч.).

Загрязненную фарфоровую изоляцию разъединителя, рубильника, предохранителей переходных изоляторов, разрядников следует очищать ветошью, смоченной в бензине или другом растворителе. Поверхности изоляторов после очистки вытирают насухо.

Перед чисткой изоляторов разъединителя высоковольтная линия должна быть отключена и заземлена. Рубильник в распределительном устройстве со стороны низшего напряжения также отключается.

Порядок выполнения работы.

1. Изучить типы и схемы электрических соединений подстанций напряжением 110/10, 35/10 и 10/0,4 кВ, применяемых в сельских электрических сетях.

2. Ознакомиться с конструктивным выполнением комплектной трансформаторной подстанции типа КТП 1-10/0,4 кВ. Обратит внимание на установку разрядников, предохранителей, счетчиков, автоматических выключателей.

3. Изучить схему электрических соединений КТП-10/0,4 кВ, уяснив назначение каждого аппарата.

4. Провести подготовку к включению в сеть КТП-10/0,4 кВ.

5. Ознакомиться с правилами и порядком проведения оперативных переключений на подстанции. Выполнить отключение отходящей линии, ввода 10 кВ, а также силового трансформатора. При переключениях обратить внимание на блокировки.

Содержание отчета.

1. Принципиальная электрическая схема КТП.
2. Эскиз КТП.
3. Схема работы фотореле.
4. Краткое содержание работы.

Контрольные вопросы.

1. Типы подстанций сельскохозяйственного назначения.
2. Основные элементы КТП.
3. Принципиальная электрическая схема КТП.

4. Виды защит, применяемых в КТП.
5. Принципы выполнения защиты КТП от атмосферных перенапряжений.
6. Защита отходящей линии и трансформатора от перегрузки.
7. Защита отходящей линии от однофазных КЗ.
8. Виды блокировок на КТП и принцип их работы.
9. Принцип работы схемы фотореле.
10. Подготовка КТП к включению в сеть.
11. Последовательность операций включения КТП в сеть высшего напряжения.
12. Техническое обслуживание КТП.

РАЗДЕЛ 5. РЕЛЕЙНАЯ ЗАЩИТА

Практические занятия

5.1. Требования к релейной защите

К релейной защите предъявляются следующие требования:

1. **Селективность.** Способность защиты выявлять место повреждения и отключать только поврежденный участок сети, ближайшим к месту повреждения выключателем. При этом исключаются перерывы энергии у потребителей на неповрежденном участке. Селективность защиты обеспечивается за счет уставок реле тока и времени.

2. **Быстродействие.** Позволяет защите ограничить размеры разрушения электрической дугой оборудования и способствует устойчивой работе неповрежденной части сети. Для сохранения устойчивой работы сети напряжением 300...500 кВ время срабатывания защиты должно быть не более 0,1...0,12 с, напряжением 110...220 кВ - не более 0,15...0,3 с. В распределительных сетях напряжением 6 и 10 кВ время срабатывания может быть более 3 с, так как эти сети имеют относительно большое сопротивление.

3. **Чувствительность.** Способность защиты устойчиво срабатывать при коротких замыканиях в защищаемой зоне и обеспечить ее действие в самом начале возникновения повреждения. Чувствительность защиты обычно оценивается коэффициентом чувствительности $k_{ч}$, который определяется отношением минимального тока при металлическом коротком замыкании в защищаемой зоне к установленному току срабатывания защиты.

Правилами устройства электроустановок (ПУЭ) определены необходимые минимальные коэффициенты чувствительности для различных защищаемых элементов и защит.

4. **Надежность.** Требование надежности состоит в том, что защита должна выполнять заданные функции в полном объеме при определенных условиях эксплуатации (т. е. безотказно работать при коротких замыканиях только в пределах установленной для нее

зоны) и не действовать в нормальных условиях. Требование надежности является очень важным, так как отказ в работе или неправильное действие защиты всегда приводит к дополнительным отключениям.

Надежность обеспечивается постоянным совершенствованием принципов защиты и конструкцией аппаратуры, а также простотой выполнения и уровнем эксплуатации.

5.2. Защита воздушных и кабельных линий напряжением 10...110 кВ

Воздушные линии электропередачи в сельских электрических сетях имеют большую протяженность и, следовательно, подвержены повреждениям в большей степени, чем другое электрическое оборудование данных линий. В зависимости от схемы и режимов работы линии применяется всевозможные средства для ее защиты. При этом применяются, в основном, токовая отсечка и максимальная токовая защита.

При выполнении токовых защит необходимо определять следующие их параметры:

- 1) ток срабатывания защиты ($I_{сз}$) - минимальный ток в фазах защищаемого элемента, при котором срабатывает защита;
- 2) ток срабатывания реле ($I_{ср}$) - величина тока, проходящая при отключении реле;
- 3) коэффициент чувствительности ($k_{ч}$) - отношение минимального значения тока в сети при ее повреждении к току срабатывания защиты ($k_{ч} = I_{сз} / I_{ср}$);
- 4) выдержку времени (t) - время срабатывания защиты.

Основными органами токовых защит является трансформатор тока (источник питания) и реле тока (измерительный орган), которые соединяются по различным схемам.

В зависимости от назначения защиты и предъявляемых к ней требований применяются следующие основные схемы соединения трансформаторов тока и реле (рис. 5.1): звезда, неполная звезда, треугольник, неполный треугольник (на разность токов).

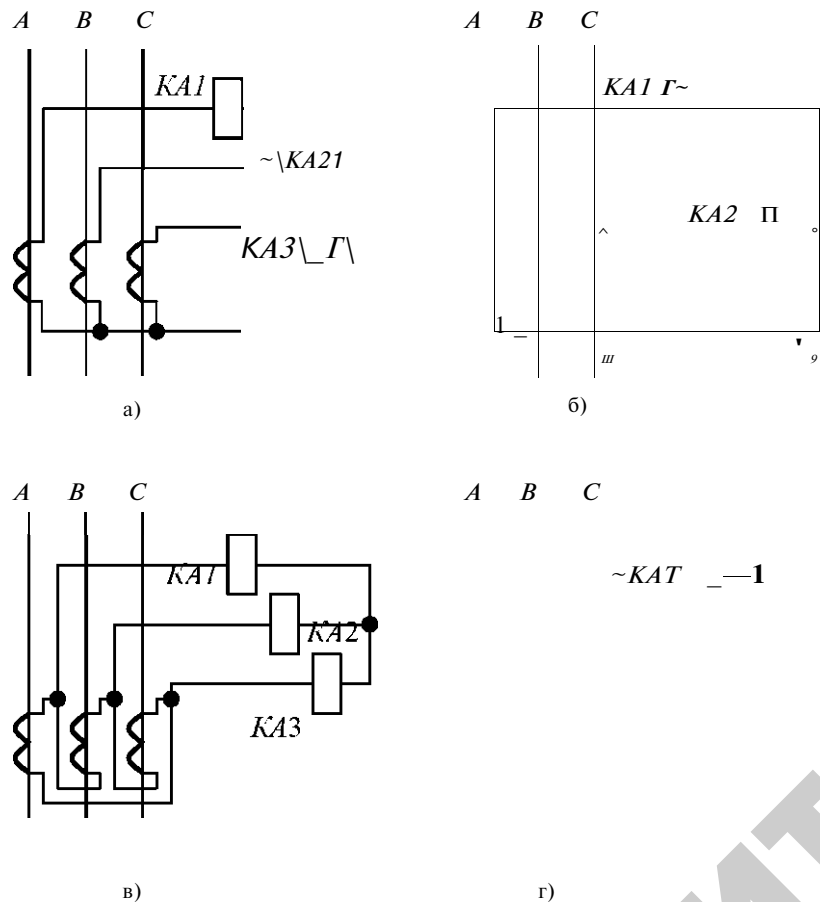


Рис. 5.1. Схемы соединения трансформаторов тока и реле:
 а - «звезда»; б - «неполная звезда»; в - «треугольник»; г - «неполный треугольник»

В зависимости от выбранной схемы соединения и вида повреждения при расчетах защит принимают соответствующий коэффициент схемы ($k^{сх}$):

- 1) «звезда» - при всех видах коротких замыканий коэффициент схемы принимается $k^{сх}=1$ (рис. 5.1, а);
- 2) «неполная звезда» - за исключением замыкания на землю фазы, где не установлен трансформатор тока, $k^{сх}=1$ (рис. 5.1, б);

3) «треугольник» - при трехфазном замыкании $k^{сх} = A/3$, при двухфазном замыкании $k^{сх} = 2$, при однофазном замыкании $k^{сх} = 1$ (рис. 5.1, в);

4) «неполный треугольник» - при трехфазном замыкании $k^{сх} = A/3$, при двухфазном замыкании между фазой, где не установлен трансформатор тока и установлен $k^{сх} = 1$, при других двухфазных замыканиях $k^{сх} = 2$ (рис. 5.1, г).

Токовая отсечка

Токовая отсечка является быстродействующей токовой защитой. Ток срабатывания отсечки отстраивается от наибольшего тока короткого замыкания в конце защищаемого участка, а также от суммы бросков тока намагничивания трансформаторов на от- ветвлениях от линии.

Ток срабатывания токовой отсечки по условию селективности определяется по формуле:

$$I_{с.з} \sim k_{н} I_{к.з} \quad (5.1)$$

где $I_{к.з}$ - ток короткого замыкания в конце защищаемого участка;
 $k_{н}$ - коэффициент надежности (при выполнении отсечки токовыми реле типа РТ-40 $k_{н} = 1,2 \dots 1,3$; при выполнении отсечки на реле типа РТ-80 $k_{н} = 1,4 \dots 1,5$).

По условию отстройки тока срабатывания отсечки от бросков намагничивающих токов сетевых трансформаторов

$$I_{с.з} > k_{н} X_{н} I_{н} \quad (5.2)$$

где $k_{н}$ - коэффициент надежности (для отсечек, выполненных с реле типа РТ-40, $k_{н} = 3 \dots 4$; при выполнении отсечек с реле РТ-80 $k_{н} = 4 \dots 5$);

$$X_{н} I_{н} - \text{суммарный ток трансформаторов} \\
(X_{н.т} I_{н.т} - X_{н.т} / \sqrt{34}).$$

Из полученных двух значений тока срабатывания отсечки принимается большее.

Ток срабатывания реле определяется по формуле:

$$I_{c.p.} = \kappa_{сх} E / K, \quad (5.3)$$

где $\kappa_{сх}$ - коэффициент схемы (в зависимости от схемы соединения трансформаторов тока и реле $\kappa_{сх} = 1, 2, 1/3$);

K - коэффициент трансформации трансформаторов тока.

По значению тока срабатывания реле подбирается уставка реле по току (I_y) (таблицы П.5.1 и П.5.2, приложение 15).

Коэффициент чувствительности отсечки определяется по формуле:

$$\kappa_{ч} = \frac{I_{мин.к.з.}}{I_{с.з.}} \quad (5.4)$$

где $I_{мин.кз}$ - минимальный ток двухфазного короткого замыкания в месте установки токовой отсечки.

Согласно ПУЭ $\kappa_{ч} > 2$.

Максимальная токовая защита

Максимальная токовая защита является основной защитой в сельских электрических сетях с односторонним питанием. Данная защита устанавливается в начале каждой линии со стороны источника питания.

Расчетный ток срабатывания защиты определяется по формуле:

$$(5.5)$$

где κ^n - коэффициент надежности ($\kappa^n = 1,2...1,4$ для реле РТВ, $\kappa^n = 1,1...1,2$ для реле РТ-40 и РТВ-80);

$\kappa^{сзн}$ - коэффициент самозапуска, который учитывает увеличение тока нагрузки при самозапуске двигателей после восстановления

напряжения в результате отключения короткого замыкания на смежном участке (для линий 10 кВ сельских районов $\kappa^{сзн} = 1,2...1,3$);

$\kappa^в$ - коэффициент возврата реле ($\kappa^в = 0,6$ - для реле РТВ, $\kappa^в = 0,8$ - для реле РТ-40 и РТ-80);

I - рабочий максимальный ток нагрузки (определяется по суммарной установленной мощности потребительских трансформаторов 2Я $у^{ст}$, питающихся от данной линии с номинальным линейным напряжением 6^к).

Он определяется по формуле:

$$I_{р.макс} = \frac{8,}{у/3и^n} \quad (5.6)$$

где $\kappa^с$ - коэффициент спроса, учитывающий неполноту загрузки потребительских трансформаторов и несовпадение максимумов нагрузки (в сельских сетях $\kappa^с = 0,5...0,6$).

Расчетный ток срабатывания реле определяется по формуле:

$$I = \frac{\kappa I_{с.з.}}{\kappa^с} \quad (5.7)$$

По значению тока срабатывания реле подбирается уставка реле по току (I_y) (приложение 15).

Чувствительность защиты оценивается коэффициентом чувствительности (5.4), величина которого должна быть не менее 1,2 в зоне резервирования и равна 1,5 в защищаемой зоне.

Схемы максимальной токовой защиты. В сельских электрических сетях широкое распространение получила максимальная токовая защита, выполненная на реле прямого действия серии РТВ (рис. 5.2, а). Эти реле встраивают в грузовые и пружинные приводы, предназначенные для выключателей при соединений напряжением 6...35 кВ. Защита с реле прямого действия проста, надежна, дешева. Она не имеет размыкающих контактов, содержит минимальное количество аппаратов и со-

единительных проводов. Недостатком такой защиты является пониженная чувствительность. Кроме того, ток срабатывания у такой защиты выше, чем у защиты, выполненной на реле косвенного действия. Реле прямого действия потребляет сравнительно большую мощность, что увеличивает нагрузку на трансформаторы тока. Большие погрешности во времени срабатывания реле прямого действия увеличивают время действия максимальных токовых защит (МТЗ).

В сетях также применяется максимальная токовая защита с реле косвенного действия (рис. 5.2, б).

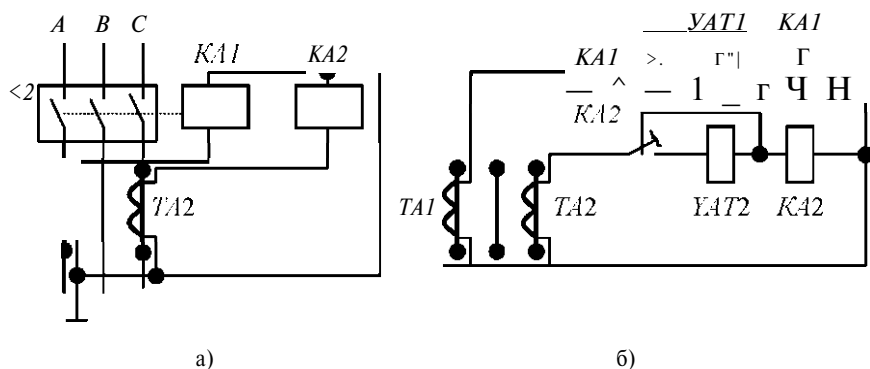


Рис. 5.2. Максимальная токовая защита:

а - с реле прямого действия; б - с реле косвенного действия на переменном оперативном токе с дешунтированием электромагнита отключения

Эта защита выполняется с помощью индукционного реле РТ-85 с дешунтированием электромагнитов отключения выключателя. При срабатывании реле в процессе переключения контакта сначала в цепь трансформатора тока включается электромагнит отключения, а затем он дешунтируется и, срабатывая, отключает выключатель.

Защита с независимой характеристикой времени срабатывания включает в себя три пусковых токовых реле $KA1...KA3$ (типа РТ-40), реле времени KT и указательное реле $КН$ (рис. 5.3). При срабатывании любого контакта токового реле подается питание на обмотку реле времени. Реле времени, сработав с установленной выдержкой времени, подает своим контактом плюс

оперативного тока на промежуточное реле $КБ$. Оно, в свою очередь, запитывает отключающую катушку $УАТ$ привода выключателя через указательное реле $КН$ и вспомогательный контакт $8(2)$, связанный с приводом выключателя. Указательное реле фиксирует срабатывание защиты и прохождение тока через $УАТ$.

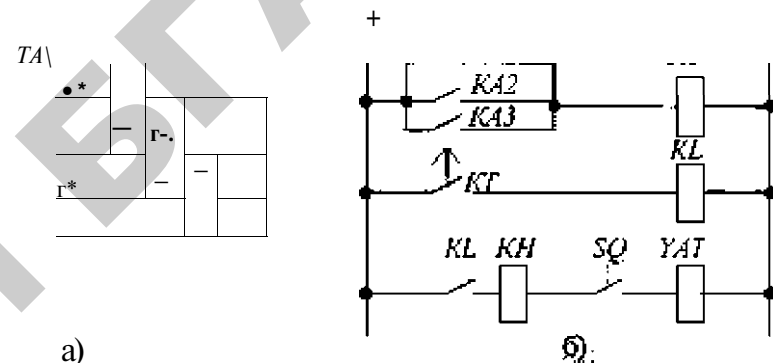


Рис. 5.3. Принципиальная схема МТЗ на постоянном оперативном токе: а - схема токовых цепей; б - схема цепей постоянного тока

Схема максимальной токовой защиты с независимой характеристикой времени срабатывания и дешунтированием отключающего магнита включает в себя: токовые реле $KA1, KA2$, реле времени KT , указательное реле $КН$, промежуточные реле $КБ1$ и $КБ2$ (рис. 5.4).

Токовые реле при срабатывании замыкают цепь вторичных обмоток промежуточных трансформаторов реле времени $ТБ1.2, ТБ2.2$ на обмотку реле времени KT . При этом во избежание отказа реле времени при двухфазном КЗ между фазами A и C цепь обмотки $ТБ2.2$ разрывается размыкающим контактом $KA1.2$. Реле времени, сработав, своим контактом KT замыкает цепи вторичных обмоток промежуточных трансформаторов $ТБ3.2, ТБ4.2$ на обмотки промежуточных реле $КБ1$ и $КБ2$. Промежуточные реле, сработав, своими контактами $КБ1.1$ и $КБ2.1$ включают соответствующие отключающие катушки $УАТ1, УАТ2$ в цепь $ТА1$ и $ТА2$, а контактами $КБ1.2$ и $КБ2.2$ шунтируют контакт реле KT .

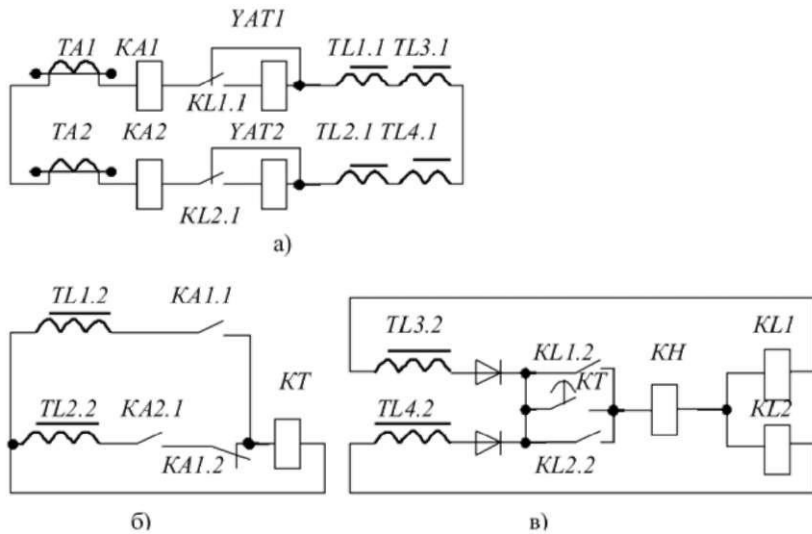


Рис. 5.4. Схема защиты с дешунтированием отключающего магнита с независимой характеристикой на переменном оперативном токе:
 а - цепь тока; б - цепь реле времени; в - цепь промежуточных реле

Схемы токовых отсечек повторяют схемы максимальных токовых защит, только в данных схемах отсутствуют реле времени.

Пример 1. Осуществить защиту линии, приведенной на рисунке 5.5. Установить токовую отсечку и максимальную токовую защиту. Измерительный орган - токовое реле РТ-40.

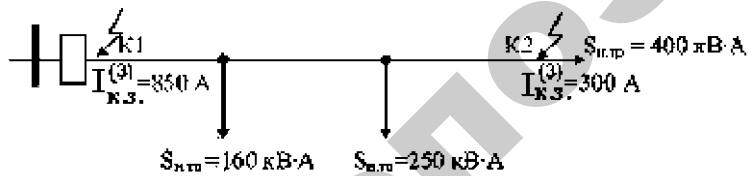


Рис. 5.5. Схема линии

Решение.

1. Определяем ток срабатывания защиты токовой отсечки:
 а) по короткому замыканию в конце защищаемого участка - по формуле (5.1):

$$I_{ср} = K_{от} I_{кз} = 1,2 \cdot 300 = 360 \text{ A}$$

б) от бросков намагничивающего тока трансформаторов - по формулам (5.6) и (5.2):

$$X_{\Sigma} = X_{гит} = 160 + 250 + 400 = 810 \text{ Ом}$$

$$I_{н.т.} = \frac{U_{н.т.}}{X_{\Sigma}} = \frac{46,8}{0,8} = 58,5 \text{ A}$$

$$I_{ср} = K_{от} I_{н.т.} = 4 \cdot 46,8 = 187,2 \text{ A}$$

Согласно (5.2), принимаем наибольший ток срабатывания защиты равный 360 А.

2. По формуле (5.3) определяем ток срабатывания реле. Для этого выбираем трансформатор тока с коэффициентом трансформации 400/5. Схема соединения трансформаторов тока и реле - «звезда».

$$I_{ср} = \frac{K_{от} I_{ср}}{K_{т.т.}} = \frac{1 \cdot 360}{80} = 4,5 \text{ A}$$

3. Определяем коэффициент чувствительности по формуле (5.4):

$$K_{сч} = \frac{I_{ср}}{I_{н.т.}} = \frac{0,865 \cdot 850}{360} = 2,0$$

Это удовлетворяет требованию ПУЭ $K_{сч} > 2$.

4. Выбираем реле РТ-40/6 при параллельном соединении и устанавливаем на шкале уставок 4,5 А (табл. 15.1, приложение 15).

5. Определяем ток срабатывания максимальной токовой защиты по формуле:

$$I_{ср} = K_{от} \frac{S_{н.т.}}{U_{н.т.}} = 1,2 \cdot \frac{160 + 250 + 400}{0,8} = 1,2 \cdot 1,2 \cdot 23,4 = 33,7 \text{ A}$$

6. Определяем ток срабатывания реле по формуле:

$$I = \frac{K_{\wedge}}{K} \cdot 1,4 \cdot \frac{I_{11}}{80} = 0,5 \text{ A.}$$

7. Определяем коэффициент чувствительности по формуле:

$$k_{\text{ч}} = \frac{0,865 \cdot 300}{I} : 6,2 > 5, \text{ что удовлетворяет требованию ПУЭ.}$$

ПУЭ.

8. Выбираем реле РТ-40/0,6 при параллельном соединении обмоток и устанавливаем на шкале уставок 0,5 А.

Согласование защит на селективность

В сельских электрических сетях для их защиты, в основном, применяется максимальная токовая защита (МТЗ) и токовая отсечка (ТО). При выполнении защит линий всегда возникает вопрос о согласовании этих защит на селективность. Максимальная токовая защита отстраивается на селективность по времени и току срабатывания защиты. Токовая отсечка отстраивается на селективность только по току срабатывания.

Ток срабатывания максимальной токовой защиты отстраивается от максимального тока нагрузки по формуле (5.5):

$$T_{\text{с.з.}} = \frac{K_{\text{к}} \cdot T_{\text{п.з.}}}{K_{\text{в}}}$$

Согласование защит по току срабатывания осуществляется по следующему соотношению:

$$I_{\text{с.з.}} = I_{\text{с.з.макс}} + X \cdot I_{\text{р.макс.}} \quad (5.8)$$

где $I_{\text{с.з.макс}}$ - ток срабатывания предшествующей защиты, считая от потребителей, имеющей наибольший ток срабатывания;

$X \cdot I_{\text{р.макс.}}$ - сумма максимальных рабочих токов остальных линий.

Согласование выдержек времени максимальных токовых защит с независимыми характеристиками времени срабатывания выбира-

ются по ступенчатому принципу. Он состоит в том, что каждая последующая защита в направлении от потребителей электроэнергии к источнику питания имеет выдержку времени больше предыдущей (рис. 5.6). Выбор выдержек времени должен начинаться с самых удаленных от источника питания потребителей. Степень селективности А (должна быть такой, чтобы успела сработать защита и отключиться выключатель на поврежденном участке прежде, чем истечет выдержка времени защиты на следующем неповрежденном участке. Обычно степень селективности А составляет 0,5 с. Таким образом,

$$t_3 = (t_4 + \Delta t); \quad t_2 = (t_3 + \Delta t); \quad t_1 = (t_2 + \Delta t).$$

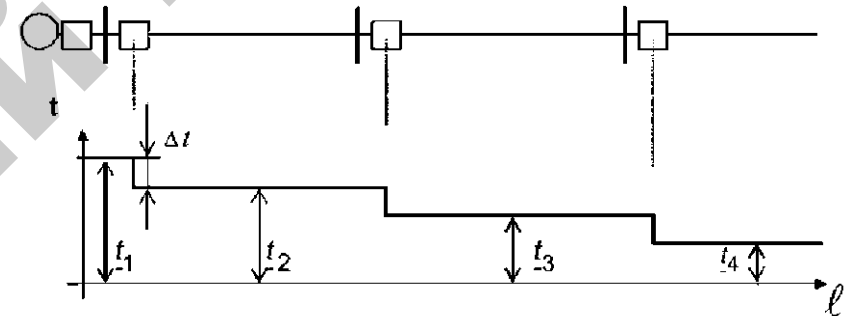


Рис. 5.6. Согласование характеристик максимальных токовых защит с независимой выдержкой времени

Выдержки времени у МТЗ с ограниченно зависимой характеристикой выбираются для определенного тока, так как при удалении точки короткого замыкания в направлении подстанции А ток уменьшается, а время срабатывания защит А1 и А2 увеличивается (рис. 5.7, а). Для двух реле одного типа с разными уставками времени разность А (выдержек времени при изменении тока не остается постоянной. Она тем больше, чем меньше ток в реле. Поэтому необходимо, чтобы условие селективности выполнялось для тока КЗ в точке К. В этой связи защиту А1 по заданной характеристике защиты А2 осуществляют в следующей последовательности:

1) строят характеристику выдержек времени защиты А2 в зависимости от абсолютного значения тока в обмотке реле (кривая 2 на рисунке 5.7, б);

2) по построенным характеристикам определяют время срабатывания защиты А2 при трехфазном токе короткого замыкания в расчетной точке;

3) прибавляют к этому времени ступень селективности, определяют время срабатывания защиты А1 и точку X, принадлежащей характеристике защиты;

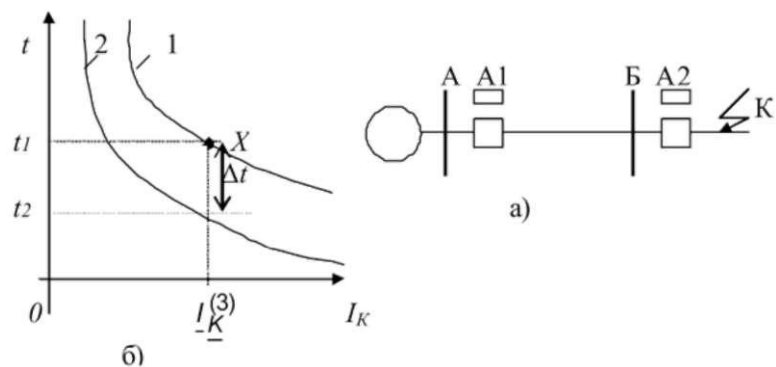


Рис. 5.7. Характеристики максимальным токовых защит с ограниченно зависимой выдержкой времени:

б - зависимости времени от тока; а - схема электрической сети

4) по току срабатывания и точке X выбирают характеристику реле по типовым характеристикам (кривая 1 на рисунке 5.8, а).

Ток срабатывания отсечки рассчитывается по двум условиям: селективности действия тока срабатывания отсечки и отстройке от бросков намагничивающего тока сетевых трансформаторов, возникающих при включении линии на напряжение.

По условию селективности действия тока срабатывания отсечки защита отстраивается от максимального тока короткого замыкания в конце защищаемого участка по формуле (5.1):

$$I_{с.з} \sim I_{к.з.н}$$

По условию отстройки тока срабатывания отсечки от бросков намагничивающих токов сетевых трансформаторов - по формуле (5.2):

Из полученных двух значений тока срабатывания отсечки принимается большее.

Для отсечек со временем действия порядка 0,5 с и более отстройка тока срабатывания от намагничивающего тока не требуется, поскольку намагничивающий ток трансформаторов быстро исчезает.

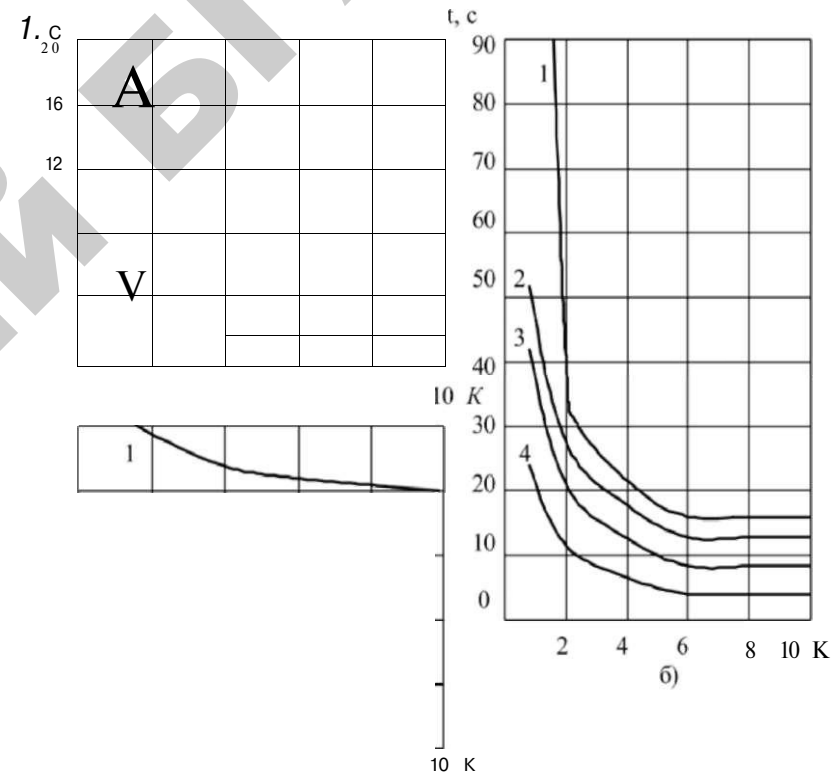


Рис. 5.8. Характеристики зависимости времени срабатывания t от кратности тока срабатывания K : а - реле типов РТ-81, РТ-83, РТ-85; б - реле типов РТ-82, РТ-84, РТ-86; в - реле РТ-91, РТ-95

Уставки время срабатывания для различных реле приведены в таблице 5.1.

Таблица 5.1

Уставки время срабатывания для различных типов реле, с

Номер кривой на рисунках	Типы реле		
	РТ-81, РТ-83, РТ-85	РТ-82, РТ-84, РТ-86	РТ-91, РТ-95
1	4	16	4
2	3	12	1
3	2	8	-
4	1	4	-

Пример 2. Осуществить согласование защит, установленных на приведенной схеме электрической сети (рис. 5.9). На каждой линии применена токовая отсечка и максимальная токовая защита на базе реле РТ-40. Установленные мощности линий: I - 1000 кВ-А; II - 1600 кВ-А; III - 630 кВ-А; IV - 400 кВ-А. Временные уставки : на защите 6 - 1 с; защите 5 - 1,5 с; защите 4 - 0,5 с; защите 3 - 0,5 с. Величины трехфазных токов короткого замыкания в конце защищаемых линий: K1 - 700 А; K2 - 250 А; K3 - 150 А.

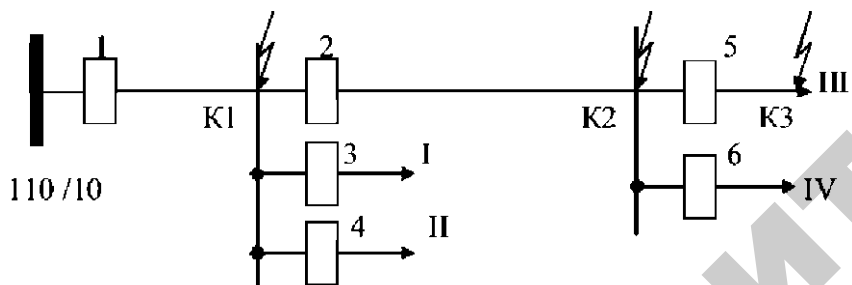


Рис. 5.9. Схема электрической сети

Решение.

1. Согласование максимальных токовых защит. Определим максимальные рабочие токи линий:

линия I - $I_{уст} = \frac{S_{уст}}{\sqrt{3}U_n} = \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 10} = 57,7 \text{ А}$

линия II - $I_{уст} = \frac{S_{уст}}{\sqrt{3}U_n} = \frac{1600}{\sqrt{3} \cdot 10} = 92,4 \text{ А}$

линия III - $I_{уст} = \frac{S_{уст}}{\sqrt{3}U_n} = \frac{630}{\sqrt{3} \cdot 10} = 36,4 \text{ А}$

линия IV - $I_{уст} = \frac{S_{уст}}{\sqrt{3}U_n} = \frac{400}{\sqrt{3} \cdot 10} = 23,1 \text{ А}$

линия II - $I_{уст} = \frac{S_{уст}}{\sqrt{3}U_n} = \frac{1600}{\sqrt{3} \cdot 10} = 92,4 \text{ А}$

линия III - $I_{уст} = \frac{S_{уст}}{\sqrt{3}U_n} = \frac{630}{\sqrt{3} \cdot 10} = 36,4 \text{ А}$

линия IV - $I_{уст} = \frac{S_{уст}}{\sqrt{3}U_n} = \frac{400}{\sqrt{3} \cdot 10} = 23,1 \text{ А}$

Определим токи срабатывания МТЗ:

защита 6 - $I_{ср} = I_{уст} \cdot K_{отс} = 23,1 \cdot 1,2 = 27,7 \text{ А}$

защита 5 - $I_{ср} = I_{уст} \cdot K_{отс} = 36,4 \cdot 1,2 = 43,7 \text{ А}$

защита 4 - $I_{ср} = I_{уст} \cdot K_{отс} = 92,4 \cdot 1,2 = 110,9 \text{ А}$

защита 3 - $I_{ср} = I_{уст} \cdot K_{отс} = 57,7 \cdot 1,2 = 69,2 \text{ А}$

Согласуем защиты по току:

защита 2 - $I_{ср} = I_{уст} \cdot K_{отс} = 92,4 \cdot 1,2 = 110,9 \text{ А}$

защита 1 - $I_{ср} = I_{уст} \cdot K_{отс} = 57,7 \cdot 1,2 = 69,2 \text{ А}$

Согласуем МТЗ по времени:

защита 2 - $t_{ср} = t_{отс} + t_{МТЗ} = 1,5 + 0,5 = 2 \text{ с}$

защита 1 - $t_{ср} = t_{отс} + t_{МТЗ} = 2 + 0,5 = 2,5 \text{ с}$

2. Согласование токовых отсечек. Определим ток срабатывания

защит по первому условию:

защита 5 - $I_{отс} = I_{уст} \cdot K_{отс} = 36,4 \cdot 1,2 = 43,7 \text{ А}$

защита 2 - $I_{отс} = I_{уст} \cdot K_{отс} = 92,4 \cdot 1,2 = 110,9 \text{ А}$

защита 1 - $I_{отс} = I_{уст} \cdot K_{отс} = 57,7 \cdot 1,2 = 69,2 \text{ А}$

Определим ток срабатывания защиты по второму условию:

защита 5 - $I_{отс} = I_{уст} \cdot K_{отс} = 36,4 \cdot 1,2 = 43,7 \text{ А}$

$$\text{защита 2 } I = 4 \cdot \frac{630 + 400}{73 - 10} = 238 \text{ A} < 300 \text{ A};$$

$$\text{защита 1 } I_{4,1} = \frac{1000 + 1600 + 630 + 400}{\sqrt{3} \cdot 10} = 839 \text{ A} < 840 \text{ A}.$$

Принимаем токи срабатывания отсечки: для 5-й защиты 180 А, 3-й защиты - 300 А, 1-й защиты - 840 А.

3. По данным расчета строим карту селективности (рис. 5.10.).

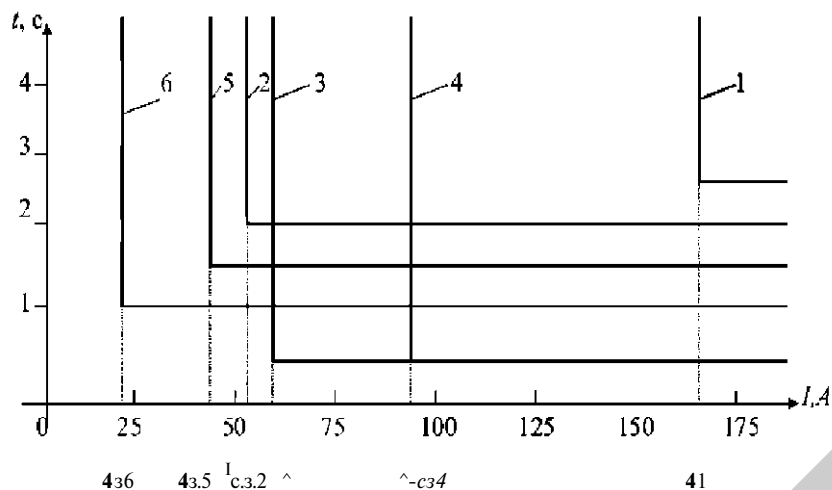


Рис. 5.10. Карта селективности МТЗ

5.3. Защита трансформаторов

Для защиты понижающих трансформаторов от повреждений и ненормальных режимов в соответствии с ПУЭ применяются следующие основные типы релейной защиты:

1. Защита предохранителями (от коротких замыкания на вводе трансформатора высшего напряжения и частично от коротких замыканий на высшей стороне для трансформаторов мощностью до 630 кВ-А).

2. Токовая отсечка (от коротких замыканий на наружных выводах высшего напряжения трансформаторов мощностью до 6,3 МВ-А).

3. Максимальная токовая защита (от сверхтоков, обусловленных внешним межфазным коротким замыканием на низшей или средней стороне).

4. Максимальная токовая защита в одной фазе (от сверхтоков, обусловленных перегрузкой трансформаторов мощностью 400 кВ А и выше, у которых возможна перегрузка после отключения параллельно работающего трансформатора).

5. Продольная дифференциальная защита (от коротких замыканий в обмотках и на их выводах трансформаторов мощностью 6,3 МВ-А и выше, на параллельно работающих трансформаторах мощностью 4 МВ-А, на трансформаторах мощностью 1 МВ - А и выше, если токовая отсечка не обеспечивает достаточную чувствительность ($k_{\text{ч}} < 2$), при КЗ на шинах низшей стороны).

6. Газовая защита (от всех видов повреждений внутри бака трансформатора, сопровождающихся выделением газа из трансформаторного масла, и от понижения уровня масла, для трансформаторов мощностью 6,3 МВ-А и выше, а также для трансформаторов мощностью 630 кВ-А, при установке их внутри цехов).

Защита трансформаторов плавкими предохранителями

Выбор предохранителей должен осуществляться с соблюдением следующих условий:

1. Номинальное напряжение предохранителей должно равняться номинальному напряжению сети, т. е.

$$U_{\text{н.пр.}} = U_{\text{с}} \quad (5.9)$$

Плавкие предохранители выпускаются на номинальное напряжение 6; 10; 35; 110 кВ. Номинальное напряжение указывается в наименовании предохранителя. Например, ПКТ-6, ПКТ-10, ПКТ-35 и т. д.

2. Номинальный ток отключения предохранителя должен быть больше или равен максимальному току короткого замыкания в месте установки предохранителя, т. е.

$$I_{\text{ном.от}} \geq I_{\text{к.макс}} \quad (5.10)$$

За $I_{к макс}$ принимается трехфазный ток короткого замыкания на выводах высшего напряжения, где установлены предохранители.

3. Номинальный ток плавкой вставки должен быть не меньше двукратного номинального тока трансформатора, т. е.

$$I > 2I_{нТ} \quad (5.11)$$

Плавкая вставка предохранителя, установленного с низшей стороны трансформатора, выбирается из условия $I_{нТ} - I_{нТ}$, где $I_{нТ}$ - номинальный ток трансформатора с низшей стороны.

4. Номинальный ток предохранителя должен быть не меньше номинального тока плавкой вставки, т. е.

$$(5.12)$$

Рекомендуемые директивными материалами номинальные токи плавких вставки предохранителей в зависимости от мощности и величины напряжения на сторонах трансформатора приведены в таблице 5.2.

Таблица 5.2.

Рекомендуемые значения номинальных токов плавких предохранителей для защиты трехфазных силовых трансформаторов 6/0,4 и 10/0,4 кВ

Мощность защищаемого трансформатора, кВ-А	Номинальный ток, А, предохранителя на стороне		
	0,4 кВ	6 кВ	10 кВ
25	40	8	5
40	60	10	8
63	100	16	10
100	150	20	16
160	250	31,5	20
250	400	50	40 (31,5)
400	600	80	50
630	1000	160	80

Пример 3. Рассчитать и выбрать плавкие вставки всех предохранителей (1...6), защищающих сеть (рисунок 5.11). Мощности установленных трансформаторов следующие: Т1 - 1000 кВ-А, Т2 - 400 кВ-А, Т3 - 250 кВ-А.

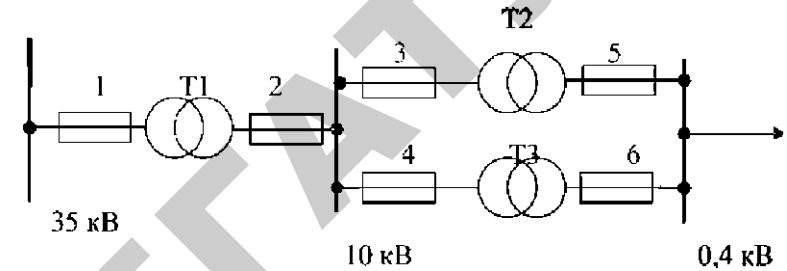


Рис. 5.11. Схема электрической сети

Решение.

1. Выбираем предохранители по номинальному напряжению. В качестве предохранителя 1 принимаем предохранитель типа ПКТ-35; предохранителей 2...4 - ПКТ-10; предохранителей 5 и 6 - ПН-2 соответственно.

2. Номинальные токи отключения выбранных предохранителей равны: предохранитель 1 - 8 кА, предохранители 2...4 - 20 кА, предохранитель 5 - 600 А, предохранитель 6 - 400 А соответственно.

3. Определим номинальные токи трансформаторов.

Высшая сторона:

$$I_{н.т1} = \frac{S_{н.т1}}{\sqrt{3} \cdot U_{н.т1}} = \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 10} = 57,7 \text{ А}$$

$$I_{н.т2} = \frac{S_{н.т2}}{\sqrt{3} \cdot U_{н.т2}} = \frac{400}{\sqrt{3} \cdot 10} = 23,1 \text{ А}$$

$$I_{н.т3} = \frac{S_{н.т3}}{\sqrt{3} \cdot U_{н.т3}} = \frac{250}{\sqrt{3} \cdot 10} = 14,4 \text{ А}$$

Низшая сторона:

$$I_{н.т1} = \frac{S_{н.т1}}{\sqrt{3} \cdot U_{н.т1}} = \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 0,4} = 1443,4 \text{ А}$$

$$I_{н.т2} = \frac{S_{н.т2}}{\sqrt{3} \cdot U_{н.т2}} = \frac{400}{\sqrt{3} \cdot 0,4} = 577,4 \text{ А}$$

4. Определим токи плавких вставок предохранителей.

Высшая сторона трансформатора:

$$I_{в.н.1} = 24 \cdot I_1 = 2 \cdot 16,5 = 33 \text{ А};$$

$$I_{в.н.2} = 2 \cdot I_{н.т2} = 2 \cdot 23,1 = 46,2 \text{ А};$$

$$I_{в.н.4} = 2 \cdot I_{н.т3} = 2 \cdot 14,6 = 29,2 \text{ А}.$$

Низшая сторона трансформатора:

$$I_{н.т1} = 57,8 \text{ А};$$

$$I_{н.т2} = 41,5 \text{ А};$$

$$I_{н.т3} = 361,3 \text{ А}.$$

5. Выбираем номинальный ток плавких вставок для предохранителей (таблица 5.3): предохранитель 1 - 40 А; предохранитель 2 - 100 А; предохранитель 3 - 100 А; предохранитель 4 - 31,5 А; предохранитель 5 - 500 А; предохранитель 6 - 400 А.

Таблица 5.3.

Характеристики плавких предохранителей

Тип	Номинальное напряжение, кВ	Номинальный ток, А	Номинальный ток отключения, кА
ПН2-100	0,4	30; 40; 50; 60; 80; 100;	50
ПН2-250		80; 100; 120; 150; 200; 225; 250;	40
ПН2-400		200; 250; 300; 350; 400;	25
ПН2-600		300; 400; 500; 600	25
ПН2-1000		500; 600; 750; 800; 1000	10
ПКТ-6	6	2; 3,2; 5; 8; 10; 16; 20; 31,5; 40; 50	40
ПКТ-10	10	2; 3,2; 5; 8; 10; 16; 20; 31,5; 100	20
ПКТ-35	35	2; 3,2; 5; 8; 10; 16; 20; 31,5; 40; 100	8
ПКТ-110	110	50	2,5

Токовая отсечка

Параметры токовой отсечки при защите трансформаторов рассчитываются по тем же формулам, что и при защите воздушных и кабельных линий.

Ток срабатывания отсечки выбирают таким, чтобы она работала при коротком замыкании за трансформатором, т. е.

$$I_{с.з} = K \cdot I_{н.т.к.мах}, \quad (5.13)$$

где $I_{н.т.к.мах}$ - максимальный ток КЗ, проходящий через трансформатор при КЗ за трансформатором;

K^H - коэффициент надежности отстройки ($K^H = 1,3...1,4$ - для реле РТ-40, $K^H = 1,6$ - для реле РТ-80 и РТМ).

Ток срабатывания реле определяется по формуле (5.3), т. е.

$$I_{с.р.} = \frac{K}{K^H} \cdot I_{с.з}$$

где K - коэффициент трансформации трансформаторов тока;

$K^{сх}$ - коэффициент схемы (при соединении трансформаторов тока по схеме «звезда» $K^{сх} = 1$, при схеме соединения трансформаторов тока на разность токов $K^{сх} = \sqrt{3}$) (рис. 5.12).

Чувствительность отсечки характеризуется коэффициентом чувствительности, который определяется по формуле:

$$K_{с.з} = \frac{I_{н.т.т}}{I_{с.з}} \quad (5.14)$$

где $I_{н.т.т}$ - минимальный ток двухфазного короткого замыкания на вводах трансформатора со стороны высшего напряжения.

Согласно ПУЭ коэффициент чувствительности должен быть больше 2 ($K_{с.з} > 2$). Если при расчете значение коэффициента чувствительности меньше, то уменьшается уставка токового реле.

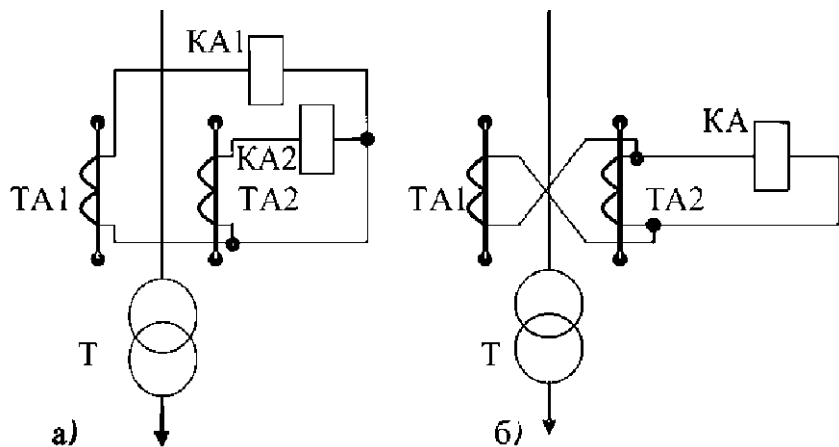


Рис. 5.12. Схема включения реле тока:

а - схема соединения в звезду; б - схема соединения на разность токов

Максимальная токовая защита

Максимальная токовая защита (кроме трансформатора) защищает шины низшего напряжения, а также является резервной защитой для элементов сети низшего напряжения.

Ток срабатывания максимальной токовой защиты выбирается из условия, что защита не будет срабатывать при перегрузках. При этом он определяется по формуле:

$$I_{с.з.п} = I_{р.мах} \cdot k_{н.к.з.п} \quad (5.15)$$

где $k_{н.к.з.п}$ - коэффициент надежности ($k_{н.к.з.п} = 1,2 \dots 1,4$ - для реле РТВ, $k_{н.к.з.п} = 1,1 \dots 1,2$ - для реле РТ-40 и РТ-80);

$I_{р.мах}$ - максимальный рабочий ток нагрузки;

$k_{с.з.п}$ - коэффициент самозапуска, учитывающий увеличение $I_{р.мах}$ в результате самозапуска двигателей (в сельских сетях, как правило, принимается около 1,2);

k^{ϕ} - коэффициент возврата реле ($k^{\phi} = 0,65$ - для реле РТВ, $k^{\phi} = 0,8$ - для реле РТ-40 и РТ-80).

Ток срабатывания реле определяется по формуле:

$$I_{с.р} = \frac{I_{с.з} \cdot k_{сх}}{KI} \quad (5.16)$$

Коэффициент чувствительности определяется по формуле:

$$\frac{I_{с.з}}{I_{с.р}} > 1,5 \quad (5.17)$$

Пример 4. Выполнить максимальную токовую защиту трансформатора мощностью 630 кВ-А, который питает нагрузку мощностью 420 кВ-А.

Решение.

Для защиты трансформатора примем реле серии РТВ-80.

1. Определим максимальный рабочий ток нагрузки по формуле:

$$I_{р.мах} = \frac{8}{\sqrt{3}} \cdot \frac{420}{\sqrt{3} \cdot 10} = 24,3 \text{ А.}$$

2. Определим ток срабатывания защиты по формуле:

$$I_{с.з} = \frac{I_{р.мах} \cdot k_{н.к.з.п} \cdot k_{с.з.п}}{k} = \frac{24,3 \cdot 1,2 \cdot 1,2}{0,8} = 36,7 \text{ А.}$$

3. Выберем трансформаторы тока с коэффициентом трансформации 100/5 и соединим их по схеме на разность токов.

4. Определим ток срабатывания реле по формуле:

$$I_{с.р} = \frac{I_{с.з}}{K} = \frac{36,7}{20} = 1,83 \text{ А.}$$

5. Примем реле РТ-81/2 с уставкой по току, равной 4 А (табл. П.15.2, приложение 15).

6. Уточним первичный ток срабатывания защиты по формуле:

$$\frac{I_{ср.к}}{k_{сх}} = \frac{4 \cdot 20}{1/3} = 46,2 \text{ А.}$$

7. Определим коэффициент чувствительности по формуле:

$$\frac{150}{46,2} = 3,2 > 1,5.$$

Дифференциальная токовая защита

Для выполнения дифференциальной защиты силового трансформатора устанавливаются трансформаторы тока со всех его сторон (рис. 5.13). Вторичные обмотки трансформаторов тока соединяются в дифференциальную схему, в которую включается реле типа РНТ-565. Уставка тока срабатывания защиты осуществляется подбором нужного количества витков на обмотках реле (табл. 5.4). Быстро насыщающийся трансформатор реле является одновременно и промежуточным трансформатором для компенсации неравенства вторичных токов в плечах дифференциальной защиты за счет уравнивающих обмоток У1 и У2.

Ток во вторичной обмотке, к которой подключено реле, определяется суммарным магнитным потоком, созданным уравнивающей и дифференциальной (Д) обмотками.

При защите двухобмоточного трансформатора используется схема «а», для трехобмоточного - «б» (рис. 5.13).

Таблица 5.4

Характеристика выводов реле серии РНТ-565

Обмотка	Количество витков на выводах реле	
	основные	дополнительные
Уравнивающая У1	0; 7; 14; 21; 28	0; 1; 2; 3; 4; 5; 6
Уравнивающая У2	0; 7; 14; 21; 28	
Дифференциальная Д	8; 12; 16; 20; 24; 28; 32	0; 1; 2; 3

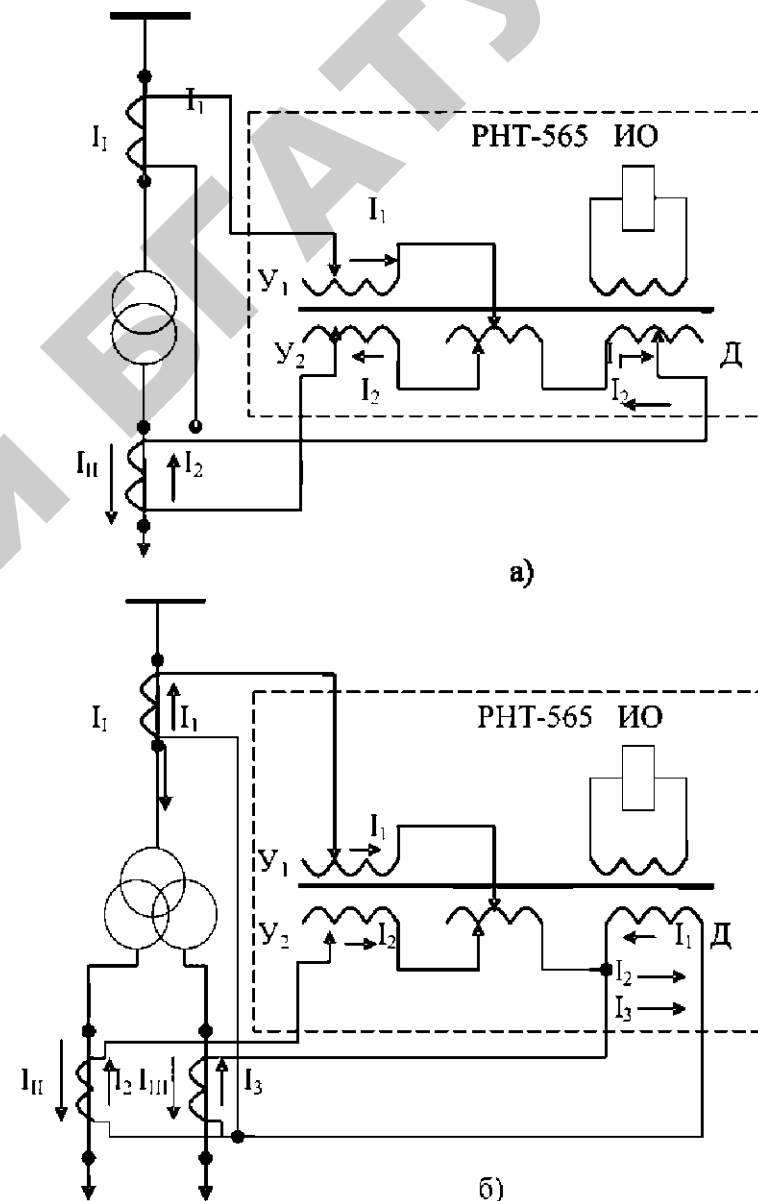


Рис. 5.13. Принципиальная схема цепей дифференциальной защиты с реле РНТ-565: а - двухобмоточного трансформатора; б - трехобмоточного трансформатора

Расчет дифференциальной защиты производится в следующей последовательности:

1. Определяется первичный номинальный ток защиты трансформатора по формуле:

$$I = \frac{S_{ном}}{U_n} \quad (5.18)$$

где $S_{ном}$ - мощность трансформатора;

U_n - напряжение сторон трансформатора.

2. Выбирается схема соединения трансформаторов тока. Если схемой соединения обмоток трансформатора является «звезда-треугольник», то трансформаторы тока с высшей стороны соединяются по схеме «треугольник», а низшей - по схеме «звезда».

3. Выбирается коэффициент трансформации трансформаторов тока.

4. Определяется вторичный ток в плечах защиты по формуле:

$$I_2 = \frac{I_1}{K} \quad (5.19)$$

где K - коэффициент схемы соединения трансформаторов тока;

K - коэффициент трансформации трансформатора тока.

5. Определяется первичный ток срабатывания защиты по формуле:

$$I_1 = K I_2 \quad (5.20)$$

где K - коэффициент надежности ($K = 1,3 \dots 1,5$).

6. Определяется расчетный ток срабатывания реле по формуле:

$$I_{р.з} = \frac{I_1}{K} \quad (5.21)$$

7. Определяется расчетное число витков обмотки намагничивающего трансформатора тока реле для основной стороны защищаемого трансформатора (за основную сторону принимается сторона с большим током срабатывания).

$$c_{осн.} = 1 - \frac{0,0}{T_{с.р.}} \quad (5.22)$$

где $0_{осн.}$ - $(X > \Delta \phi + < X >_{ур.1}$ - суммарное число витков дифференциальной и уравнивающей обмоток. Количество витков $c_{осн.}$ можно устанавливать на дифференциальной и первой уравнивающей обмотках в сумме или только на одной из них.

8. Определяется количество витков с меньшим вторичным током для неосновной стороны по формуле:

$$c_{неосн.} = \frac{c_{осн.}}{T_{1,2}} \quad (5.23)$$

где p - наибольший вторичный ток срабатывания;

P - наименьший вторичный ток срабатывания.

Количество витков определяется по формуле:

$$c_{неосн.} = c_{диф.} + c_{ур.2}$$

Следовательно, количество витков на второй уравнивающей обмотке

$$c_{ур.2} = c_{неосн.} - c_{диф.}$$

Если трансформатор трехобмоточный, то расчет витков определяется следующим образом:

а) определяется количество витков в дифференциальной обмотке по формуле (5.22);

б) определяется количество витков в уравнивающих обмотках по формулам:

$$c_{урав.1} = \frac{1}{m} \frac{c_{диф.}}{T_{1,2}} \quad c_{урав.2} = \frac{c_{диф.}}{T_{1,2}} \quad (5.24)$$

где $T_{1,2}$ - вторичные токи сторон трансформатора.

9. Определяется действительный ток срабатывания реле — по формуле:

$$I_{с.р.} = \frac{100}{\sqrt{3}}; \quad (5.25)$$

защиты — по формуле:

$$I_{с.р.} = \frac{4 \cdot P_K}{K_{сх}} \quad (5.26)$$

10. Определяется коэффициент чувствительности по формуле:

$$K_{сч} = \frac{I_{с.р.}}{I_{к.тт} > 2} \quad (5.27)$$

где $I_{к.тт}$ — минимальный ток короткого замыкания (ток двухфазного короткого замыкания);

$I_{с.р.}$ — вторичный ток срабатывания по основной стороне.

Расчет в пунктах 1.6 осуществляется для всех сторон трансформатора.

Пример 5. Выполнить дифференциальную защиту трансформатора ТМ-6300/110/35.

Решение.

1. По формуле (5.18) определяем номинальный ток защищаемого трансформатора.

Высшая сторона

$$I_{ном} = \frac{6300}{\sqrt{3} \cdot 110} = 33 \text{ А}$$

Низшая сторона

$$I_2 = \frac{6300}{\sqrt{3} \cdot 35} = 104 \text{ А}$$

2. Принимаем схемы соединения трансформаторов тока: «треугольник» (для высшей стороны), «звезда» (для низшей). В этом случае коэффициенты схемы будут равны: $\sqrt{3}$ (для высшей стороны) и 1 (для низшей).

3. Выбираем коэффициенты трансформации трансформаторов тока (50/5 — для высшей стороны и 200/5 — для низшей).

4. Определяем вторичный ток в плечах защиты по формуле (5.19): для высшей стороны

$$I_{21} = \frac{100 \cdot \sqrt{3} - 33}{10} = 5,7 \text{ А};$$

для низшей стороны

$$I_{22} = \frac{1 \cdot 104}{40} = 2,6 \text{ А}$$

5. Первичный ток срабатывания защиты определяем по формуле (5.20):

для высшей стороны

$$I_{сз1} = K_I \cdot I_{с.р.} = 1,3 \cdot 33 = 42,9 \text{ А};$$

для низшей стороны

$$I_{сз2} = 1,3 \cdot 104 = 135,2 \text{ А}$$

6. Расчетный ток срабатывания реле определяем по формуле (5.21): для высшей стороны

$$I_{с.р.1} = K_{сз1} \cdot I_{сз1} = 7,4 \text{ А};$$

для низшей стороны

$$I_{с.р.2} = \frac{1 \cdot 135,2}{40} = 3,4 \text{ А}$$

7. Расчетное число витков для основной стороны защищаемого трансформатора (на которой ток срабатывания больше) определяем по формуле (5.22):

$$I = \frac{100}{7,4} = 13,5$$

Принимаем 13 витков и устанавливаем их на дифференциальной обмотке — 13, а на первой уравнивающей $a > \frac{1}{\sqrt{3}}$.

8. Количество витков для не основной стороны трансформатора определяем по формуле (5.23):

$$I_{неосн.} = \frac{I_{осн.}}{I^1} = \frac{13}{2,8} = 4,6$$

Принимаем 28 витков.

Количество витков на второй уравнильной обмотке

$$c_{ур2} - c_{неосн.} - c_{диф.} = 28 - 13 = 15.$$

9. Действительные токи срабатывания определяем по формулам (5.25) и (5.26).

Реле —

$$I_{с.р.2} = \frac{I_{с.р.1} \cdot c_{осн}}{c_{ур2}} = \frac{100}{28} = 3,6 \text{ А.}$$

Защиты

$$I_{с.з.1} = \frac{I_{с.з.2} \cdot K}{K} = \frac{7,7-10}{43} = 44,5 \text{ д.}$$

$$I_{с.з.2} = \frac{3,3-40}{1} = 144 \text{ А.}$$

10. Коэффициент чувствительности определяем по формуле (5.27):

$$K_{с.з.2} = \frac{I_{с.з.2}}{I_{с.з.1}} = \frac{144}{44,5} = 3,2 > 2,$$

что удовлетворяет требованиям ПУЭ.

11. Осуществляем установку количества витков в реле по данным таблицы 5.4:

- а) первая уравнильная обмотка - 0 витков;
- б) вторая уравнильная обмотка - 14 витков на основной и 1 виток на дополнительной;
- г) дифференциальная обмотка - 12 витков на основной и 1 виток на дополнительной.

Защита от перегрузки

Поскольку перегрузка трансформаторов обычно бывает симметричной, то защита от перегрузки выполняется с помощью максималь-

ной токовой защиты, включенной на ток одной фазы. Защита действует с выдержкой времени на сигнал, а на необслуживаемых подстанциях - на разгрузку или отключение трансформатора.

Ток срабатывания защиты от перегрузки определяется по формуле:

$$I_{пр} = \frac{K_{н} \cdot K_{сх} \cdot X_{т.ном}}{K} \quad (5.28)$$

где $K_{н}$ - коэффициент надежности отстройки ($K_{н} = 1,05$);

$K_{сх}$ - коэффициент возврата ($K_{сх} = 0,8$);

$K_{сх}$ - коэффициент схемы соединения трансформатора тока;

K - коэффициент трансформации трансформаторов тока.

Газовая защита

Работа газовой защиты основана на использовании явления газообразования в баке поврежденного трансформатора. Интенсивность газообразования зависит от характера и размеров повреждения, что позволяет различать степень повреждения. Измерительным органом газовой защиты является газовое реле. Оно представляет собой металлический сосуд с двумя чашкообразными элементами и устанавливается в маслопроводе между баком и расширителем. В зависимости от интенсивности газообразования один из элементов опускается и замыкает цепь защиты (на сигнал или отключение).

Основным реле, применяемым в защитах, является РГЧЗ-66. Оно имеет три уставки по скорости истечения масла через реле (0,6; 0,9; 1,2 м/с). Уставка 0,6 м/с рекомендуется для трансформаторов мощностью до 40 МВ-А, 0,9 м/с - для трансформаторов мощностью свыше 40 МВ-А, 1,2 м/с - для трансформаторов любой мощности с масляно-водяным охлаждением с принудительной циркуляцией масла и масляным охлаждением с дутьем и принудительной циркуляцией масла.

В газовой защите также применяется реле ВР-80/((. Уставка 0,65 м/с у реле применяется для трансформаторов, у которых на реле РГЧЗ-66 устанавливается 0,6 м/с. Во всех остальных случаях используется уставка 1 м/с.

Работа 11.

ЭЛЕКТРОМАГНИТНЫЕ РЕЛЕ ТОКА И НАПРЯЖЕНИЯ

Цель работы. Изучить устройство и принцип действия электромагнитных реле тока и напряжения.

План работы:

1. Изучить устройство электромагнитных реле тока и напряжения.
2. Ознакомиться с технической характеристикой каждого типа реле и их разновидностями.
3. Изучить способы регулирования уставок, произвести проверку шкал реле тока и напряжения.
4. Снять временные характеристики реле РТВ.

Общие сведения. Электромагнитные реле тока и напряжения по назначению относятся к основным реле, непосредственно контролирующим изменение электрических величин.

По способу включения в защищаемую сеть реле делятся на:

- а) первичные, включаемые непосредственно в цепь, которую они контролируют;
- б) вторичные, включаемые через измерительные трансформаторы тока и напряжения.

По способу воздействия на приводы выключателей реле бывают прямого действия (механически воздействующие на защелку отключающего механизма привода) и реле косвенного воздействия (замыкающие электрическую цепь отключающего электромагнитного привода). Реле прямого действия встраиваются в приводы выключателей.

Конструкция электромагнитного реле максимального тока с механической выдержкой времени приведена на рисунке 5.14. Если ток в катушке превышает ток срабатывания реле, то сердечник 15 притягивается к неподвижному полюсу 3 и сжимает пружину 8. Усилие пружины передается на ударник 2, связанный тягой 9 с часовым механизмом 13, который замедляет скорость перемещения ударника. Скорость движения ударника определяется силой тока в реле.

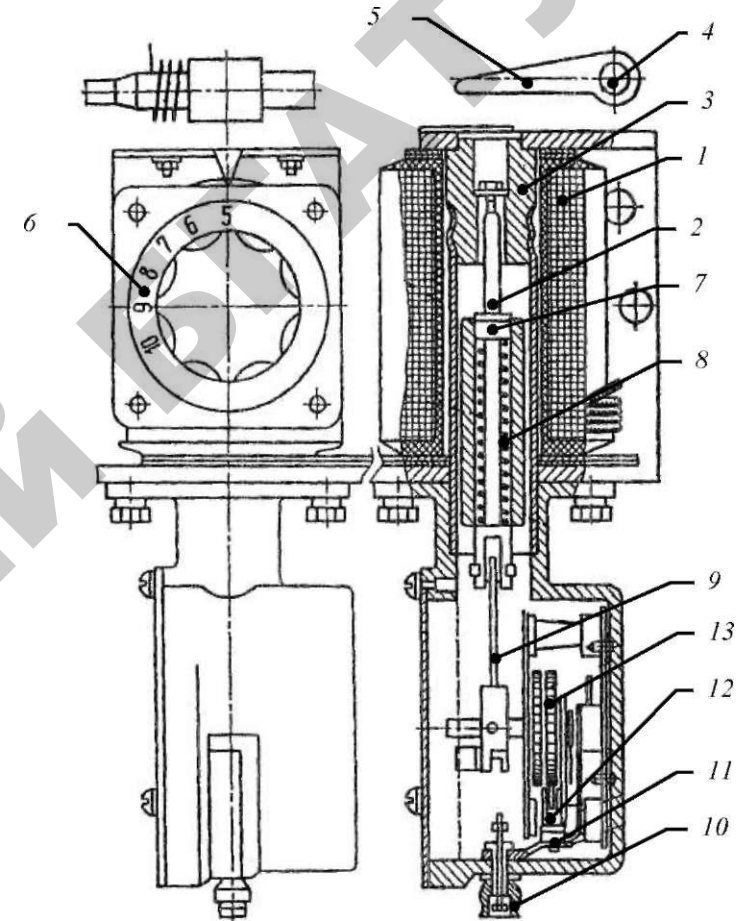


Рис. 5.14. Встроенное реле типа РТВ:

- 1 - обмотка; 2 - ударник; 3 - неподвижный полюс (стоп);
 4 - отключающий валик; 5 - рычаг отключающего валика; 6 - поворотный переключатель отпаяк; 7 - стопорное колесо; 8 - спиральная пружина; 9 - тяга связи часового механизма и сердечника; 10, 11, 12 - установочный винт для изменения выдержки времени, пластина и рычаг; 13 - часовой механизм; 14 - корпус часового механизма; 15 - сердечник

С увеличением тока время срабатывания реле уменьшается, что обуславливает зависимую часть временной характеристики (рис. 5.15). По истечении выдержки времени ударник выходит из зацепления с часовым механизмом и ударяет по рычагу расцепителя привода выключателя, освобождая механизм включения.

$t_{ср}$, с

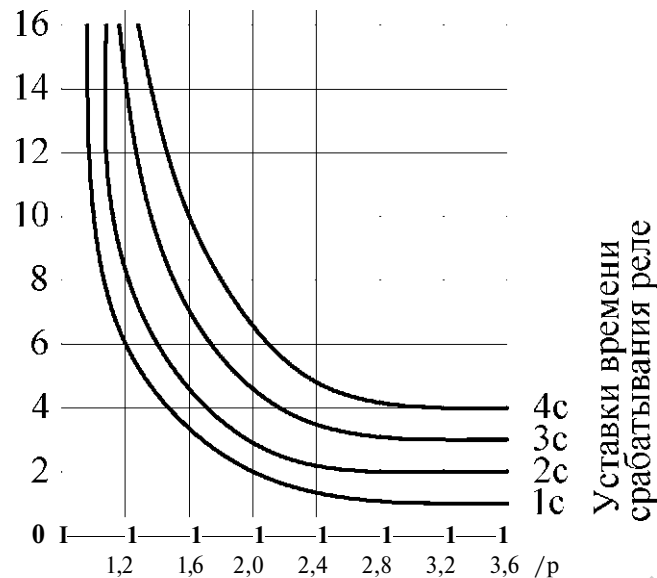


Рис. 5.15. Характеристики времени срабатывания реле типа РТВ при разных уставках по времени

При определенном значении тока в реле создается усилие, достаточное для мгновенного втягивания сердечника 15 до упора с неподвижным полюсом 3 (рис. 5.15). В этом случае скорость движения ударника определяется жесткостью пружины и тормозным действием часового механизма и, следовательно, не зависит от тока реле, что обеспечивает независимую часть характеристики. Различные модификации реле РТВ имеют независимую характеристику, начиная от кратности тока реле 1,6.3,0.

На каждой уставке реле характеризуется током срабатывания $I_{ср}$, током возврата и коэффициентом возврата, который определяется по формуле:

$$K_{в} = \frac{I_{в.р.}}{I_{ср}} \quad (5.29)$$

Током срабатывания называется наименьшее значение тока, при котором реле срабатывает, а током возврата — наибольшее значение тока, при котором подвижная система реле возвращается в исходное положение. Точность работы реле на одной и той же уставке характеризуется разбросом в токах срабатывания:

$$\Delta I_y = \frac{I_{y.макс} - I_{y.мин}}{I_y} \cdot 100\% \quad (5.30)$$

где I_y ; p — фактический ток срабатывания реле при данной уставке по шкале Δ , определяемый как среднее арифметическое из трех замеров.

Уставку тока срабатывания I_y регулируют изменением числа витков обмотки реле при помощи поворотного или штепсельного выключателя. Диапазон изменения тока уставки составляет 1:2, пределы тока уставки — 5.35 А.

Уставку времени срабатывания регулируют установочным винтом на часовом механизме в пределах 0,7.4 с. Уставка по времени численно равна времени срабатывания в независимой части характеристики.

Реле РТВ потребляют большую мощность (30...50 ВА), имеют значительные погрешности по току ($\pm 10\%$), большой разброс выдержек времени (0,3.0,5 с в независимой части характеристики) и низкий коэффициент возврата (0,5 — при максимальной уставке времени срабатывания и 0,7.0,8 — при минимальной уставке).

Достоинства реле РТВ — это его простота, надежность и низкая стоимость. Реле РТВ отличаются пределами уставок тока срабатывания и временными характеристиками.

Реле максимального тока мгновенного действия РТМ не имеют часового механизма и отличаются от РТВ расширенной шкалой уставок токов срабатывания (до 150 А).

Реле РТВ и РТМ применяются для защиты сельских электроустановок. Применяются также реле прямого действия минимального напряжения с выдержкой времени (РНВ) и мгновенного действия (РНМ).

Электромагнитное токовое реле косвенного действия типа РТ-40 имеет П-образную магнитную систему с вращающимся якорем. Конструкция реле представлена на рисунке 5.16.

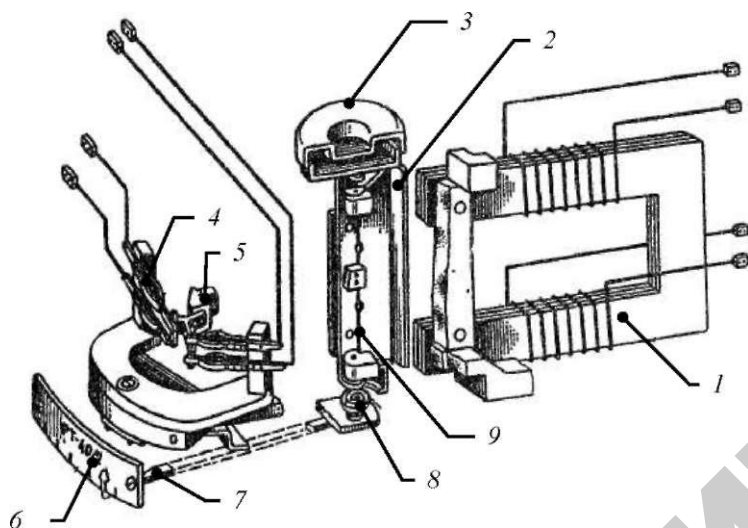


Рис. 5.16. Электромагнитное токовое реле РТ-40:

- 1 - электромагнит; 2 - вращающийся якорь; 3 - гаситель колебаний;
4 - неподвижный контакт; 5 - подвижный контактный мостик;
6 - шкала уставок тока срабатывания; 7 - поводок для регулирования тока срабатывания; 8 - противодействующая пружина; 9 - ось якоря

При увеличении тока в обмотках реле электромагнитный момент превышает противодействующий момент пружины и якорь поворачивает ось с подвижным контактом-мостиком, который переключает контакты. Для гашения вибрации контактов на подвижной системе реле установлен гаситель колебаний (барабанчик с дробью).

Уставку тока срабатывания реле РТ-40 можно плавно изменять в 2 раза, регулируя напряжение противодействующей пружины. Для этого следует передвигать поводок вдоль шкалы уставок. Кроме того, включая секции обмотки реле последовательно или параллельно, можно в 2 раза изменять пределы шкалы.

Реле РТ-40 изготавливают на уставки от 0,2 до 200 А. Контактная система состоит из одного размыкающего контакта и одного замыкающего контакта. Реле потребляет 3 В·А на минимальной уставке.

Погрешность реле по току не превышает 5 % тока уставки. Коэффициент возврата реле не ниже 0,8.0,85.

Реле напряжения косвенного действия серии РН-50 имеют в конструкции много общего с реле РТ-40. Отличаются они способом питания обмоток, которые включаются через выпрямительный мост. Из-за питания обмотки постоянным током установка гасителя колебаний контактов не требуется. Плавная регулировка уставок напряжения срабатывания в реле РН-50 осуществляется аналогично реле РТ-40, а ступенчатое изменение пределов шкалы в 2 раза — введением добавочного сопротивления в цепь обмотки реле. Реле максимального напряжения отличается от реле минимального напряжения градуировкой шкалы уставок напряжения срабатывания. В реле минимального напряжения срабатыванию реле соответствует отпадение якоря, возврату — притягивание якоря к полюсам.

Порядок выполнению работы.

1. Изучить устройство реле прямого действия РТВ, реле косвенного действия РТ-40, РН-50. Обратит внимание на конструкции магнитопроводов, катушек, контактной системы. Записать технические данные реле.

2. Изучить способы регулировки уставок токов срабатывания и выдержки времени реле РТВ. Проверить шкалу уставок тока срабатывания. Для этого следует собрать схему, представленную на рисунке 5.17, а. Уставку выдержки времени реле принять равной

нулю. Изменяя уставки тока срабатывания, измерить ток срабатывания на каждой уставке.

Определить коэффициент возврата реле по формуле (5.29) и разброс токов срабатывания (по трем замерам). Результаты измерений занести в таблицу 5.5 и сравнить полученные данные.

Таблица 5.5

Результаты проведения опытов

Номер опыта	Ток уставки I_y, A	Ток срабатывания реле $I_{с.р.}, A$	Ток возврата реле $I_{в.р.}, A$	Коэффициент возврата K_B
1				
2				
3				

3. Снять временную характеристику реле РТВ для одной из ставок времени срабатывания. Ток в реле изменять в пределах от 1,2 до 2,8 кратного тока ставки. Уставки по времени и ток срабатывания задаются преподавателем. По результатам опыта построить характеристику $t - I$.

Полученную характеристику сравнить с типовой. Обратит внимание на кратность тока, с которой начинается независимая часть характеристики.

Снятие временной характеристики выполнять по следующей методике. Установить требуемое значение тока реле при опущенном якоре. Во время регулировки тока якорь удерживается рукой. Затем отключить вводной рубильник и установить стрелку секундомера на нуль, после чего снова подать питание. На протяжении опыта ток реле поддерживать неизменным при помощи автотрансформатора. После остановки секундомера отключить рубильник и приступить к следующему опыту.

Результаты измерений внести в таблицу 5.6.

Таблица 5.6

Результаты измерений

	$I_y \dots c$									
I_p	1,2	1,4	1,6	1,8	2,0	2,2	2,4	2,6	2,8	
I_y										
$I_{с.р.}, A$										
$I_{в.р.}, A$										

4. Изучить способы плавной и ступенчатой регулировки тока и напряжения срабатывания реле РТ-40 и РН-50. Обратит внимание на различие в ступенчатой регулировке РТ-40 и РН-50.

5. Проверить шкалу токов срабатывания реле РТ-40 и определить коэффициенты возврата K_B на крайних уставках. Для этого необходимо собрать схему, изображенную на рисунке 5.17, б. Отрегулировать уставку реле и, плавно увеличивая ток от нуля, определить наименьшее

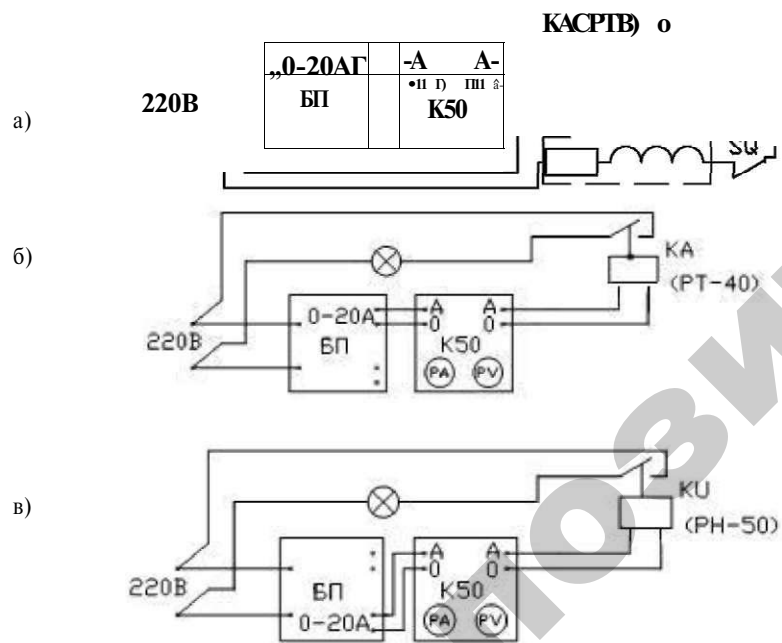


Рис. 5.17. Схемы испытания реле

значение тока, при котором реле срабатывает (ток срабатывания $I^c p$). Уменьшая ток, измерить его наибольшее значение, при котором реле возвращается в исходное положение (ток возврата $I^в p$). Значение тока срабатывания реле определяется по загоранию контрольной лампы, ток возврата — по возврату подвижной системы реле в исходное положение. Полученное значение $K^в$ сравнить с каталожным. При проверке шкалы измерение следует делать три раза. Отклонение Δp от тока уставки I_u не должно превышать 5 %.

5. Аналогично предыдущему пункту проверить шкалу уставок напряжений срабатывания и определить $K^в$ реле напряжения РН-50. Опыт проводить по схеме, приведенной на рисунке 5.17, в.

Содержание отчета.

1. Технические данные реле (тип, диапазоны уставок, потребляемая мощность, коэффициент возврата, нагрузочная способность контактов).
2. Результаты испытаний, обработка опытных данных, сравнение полученных результатов с каталожными данными.
3. Временная характеристика реле РТВ.

Контрольные вопросы.

1. Чем и в каких пределах регулируется ток срабатывания реле РТВ и РТМ?
2. Почему реле РТВ имеет ограниченно зависимую временную характеристику?
3. От каких факторов зависит коэффициент возврата реле РТВ? В каких пределах он изменяется?
4. Достоинства и недостатки реле прямого действия.
5. Как регулируются уставки по току срабатывания реле РТ-40 и уставки по напряжению срабатывания реле РН-50?
6. Как устраняется вибрация контактов реле РТ-40?
7. Сравните основные технические данные реле РТВ и РТ-40.

Работа 12.

КОМБИНИРОВАННЫЕ ТОКОВЫЕ РЕЛЕ СЕРИИ РТ-80, РТ-90

Цель работы. Изучить устройство и принцип действия комбинированных токовых реле.

План работы:

1. Изучить принцип работы и устройство реле серии РТ-80 (РТ-90).
2. Проверить шкалу уставок тока срабатывания индукционного элемента.
3. Проверить шкалу уставок кратности отсечки.
4. Снять временные характеристики реле.

Общие сведения. Комбинированное токовое реле серии РТ-80 состоит из индукционного и электромагнитного элементов (рис. 5.18).

Принцип действия индукционного элемента основан на взаимодействии бегущего магнитного поля с индуцированными в диске 9 вихревыми токами. Бегущее магнитное поле создается расщеплением переменного магнитного потока от электромагнита 1 короткозамкнутыми витками 2, экранирующими часть сечения магнитопровода. При этом образуются два переменных магнитных потока, сдвинутых в пространстве и по фазе. Электромагнитное усилие образует момент относительно оси диска, приводящий его во вращение. Для стабилизации скорости вращения край диска помещается в поле постоянного магнита 10, осуществляющего электродинамическое торможение. Ось диска закреплена на подвижной рамке 13, которая может поворачиваться вокруг оси 7. Когда момент силы P^9 относительно оси 7 превосходит противодействующий момент пружины 6, рамка с диском поворачивается. Червяк 12 на оси диска входит в зацепление с зубчатым сегментом 11, который начинает перемещаться по червяку. В верхнем положении сегмент упирается своим рычагом в коромысло якоря электромагнитного элемента 15 и поворачивает его. При этом происходит переключение контактов реле. Скорость вращения диска зависит от протекающего по обмотке реле тока, поэтому индукционный элемент имеет зависимую часть характеристики.

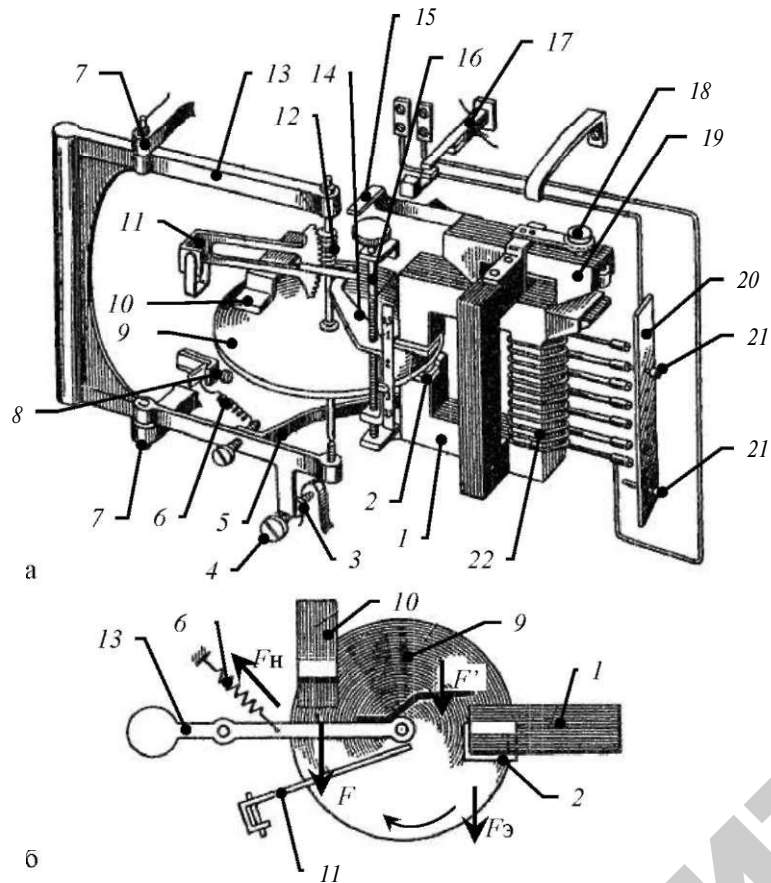


Рис. 5.18. Комбинированное токовое реле РТ-80:

- а - конструкция реле; б - силы, действующие на диск;
 1 - электромагнит; 2 - короткозамкнутые витки; 3 - гайка упорного винта для регулирования поворота рамки; 4 - фасонный упорный винт; 5 - стальная скоба; 6 - пружина; 7 - ось рамки; 8 - регулировочный винт пружины; 9 - вращающийся диск; 10 - постоянный магнит; 11 - сегмент с контактным рычагом; 12 - червяк на оси диска; 13 - подвижная рамка; 14 - движок шкалы уставок времени; 15 - коромысло якоря; 16 - винт регулировки уставки выдержки времени; 17 - контакты; 18 - регулировочный винт отсечки; 19 - якорь; 20 - контактная колодка; 21 - контактные винты; 22 - обмотка реле; $P^э$ - электромагнитная сила; P - притягивающая сила стальной скобы; P^m - электромагнитная сила; P^n - противодействующая сила пружины

При 2...8-кратном токе срабатывания реле магнитопровод насыщается и характеристика становится независимой (рис. 5.19). Характеристика реле, имеющая зависимую и независимую части, называется ограниченно зависимой.

Если к реле подвести сразу большой ток, достаточный для притягивания электромагнитного элемента к магнитопроводу, то реле будет срабатывать без выдержки времени. Такая максимальная токовая защита мгновенного действия называется отсечкой. При использовании отсечки реле РТ-80 имеет комбинированную временную характеристику (рис. 5.19).

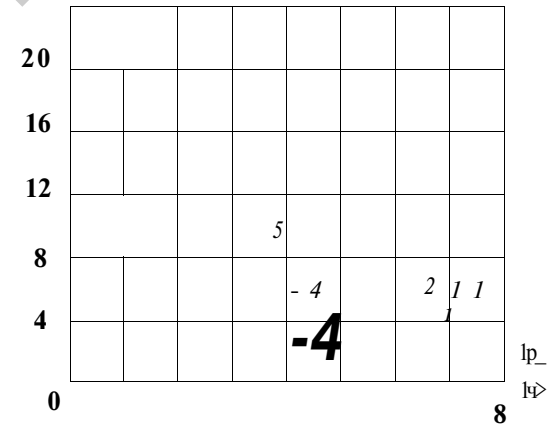


Рис. 5.19. Характеристика выдержек времени реле РТ-80:
 1 - при уставке 0,5 с; 2 - при уставке 1 с; 3 - при уставке 2 с;
 4 - при уставке 3 с; 5 - при уставке 4 с

Конструкция сцепления червяка с сегментом обеспечивает небольшое время инерционного выбега диска, так как после исчезновения тока в реле червяк быстро расцепляется с сегментом и вращение диска по инерции не может привести к замыканию контактов реле.

Сочетание работы индукционного элемента с электромагнитным элементом клапанного типа обуславливает в момент замыкания контактов большой избыточный момент и хорошее нажатие контактов за счет уменьшения их зазора.

Реле имеет три регулируемые уставки. Уставку тока срабатывания $I_{\text{уст}}$ регулируют изменением числа витков катушки электромагнита, переставляя контактные винты 21 на контактной колодке 20. Для предотвращения размыкания вторичной цепи трансформатора тока, к которому подключается обмотка реле, переключение осуществляют в следующей последовательности: устанавливают при помощи дополнительного контактного винта требуемую новую уставку и затем перемещают контактный винт с прежней уставки на запасное холостое гнездо колодки.

При изменении $I_{\text{уст}}$ изменяются токи срабатывания индукционного элемента $I_{\text{инд}}$, $I_{\text{р}}$ и электромагнитного элемента $I_{\text{эм}}$, отс.

Уставку кратности отсечки

$$K_{\text{отс.}} = \frac{I_{\text{с.отс.}}}{I_{\text{уст}}}$$

регулируют в пределах от 2 до 8, изменяя зазор между якорем и электромагнитом при помощи регулировочного винта 18 (рис. 5.18).

Уставку выдержки времени $t_{\text{уст}}$, отсчитываемую по независимой части характеристики реле, наносят на шкале времени и регулируют винтом 18, изменяющим величину перемещения сегмента 11 с рычагом, вызывающим замыкание контактов реле (рис. 5.18).

При срабатывании индукционного элемента и минимальной уставки тока реле потребляет мощность 10.15 В·А.

Варианты исполнения реле. Реле серии РТ-80 выпускаются в нескольких исполнениях на различные пределы уставок тока: 2.6 А (через каждые 0,5 А); 4.10 А (через 1 А), уставок выдержки времени (0,5.4 с; 4.16 с) с различным исполнением контактов.

Реле типа РТ-81 и РТ-82 имеют один размыкающий контакт. У реле РТ-83 и РТ-84 индукционный и электромагнитный элементы имеют отдельные контакты. Реле РТ-85 и РТ-86 имеют размыкающие и замыкающие контакты с общей точкой, так называемый контакт **безобрывного переключения** (рис. 5.20). При срабатывании реле вначале замыкается контакт 1 и только затем размыкается контакт 2, чем обеспечивается подключение отключающего электромагнита без раз-

рыва цепи тока. Такой способ подключения используется при питании отключающего электромагнита от измерительных трансформаторов тока, где разрыв вторичной обмотки недопустим. Контакты реле РТ-85 и РТ-86 способны шунтировать и дешунтировать цепь с сопротивлением до 4,5 Ом при токе до 150 А.

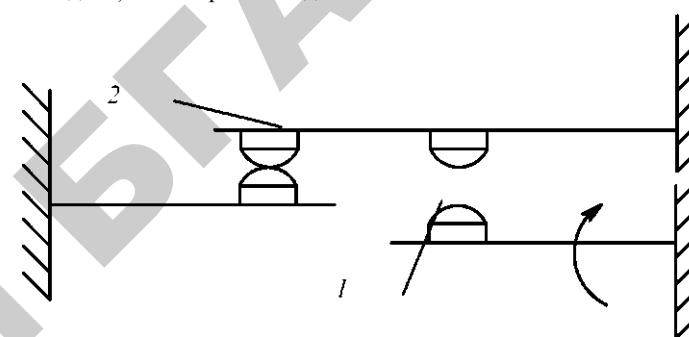


Рис. 5.20. Кинематическая схема переключающего контакта усиленного исполнения

Реле серии РТ-90, в отличие от реле РТ-80, имеют мало зависящую от тока выдержку времени и в три раза большую потребляемую мощность. Выпускаемые реле РТ-91 и РТ-95 аналогичны реле РТ-84 и РТ-85.

Коэффициент возврата индукционного элемента реле, равный отношению тока возврата реле к току срабатывания, составляет не менее 0,8.

Порядок выполнения работы.

1. Записать технические данные реле. Начертить схему внутренних соединений обмоток реле.

2. Изучить устройство реле и принцип его работы. При этом следует обратить внимание на магнитную систему, короткозамкнутые витки, диск, подвижную раму, оттягивающую пружину, постоянный магнит, червяк на оси диска, зубчатый сегмент, якорь электромагнита мгновенного действия, устройство регулирования тока срабатывания, винт регулировки времени действия, контакты, винт регулировки срабатывания отсечки, ограничитель возврата рамы.

3. Провести проверку шкалы уставок тока срабатывания реле. Для этого надо собрать схему, представленную на рисунке 5.21, не подключая секундомер. Поставить уставку тока реле и, плавно увеличивая ток от нуля, определить ток, при котором реле срабатывает (червяк войдет в зацепление с зубчатым сегментом). Опыт провести для уставки тока в 2, 3, 4 и 5 А.

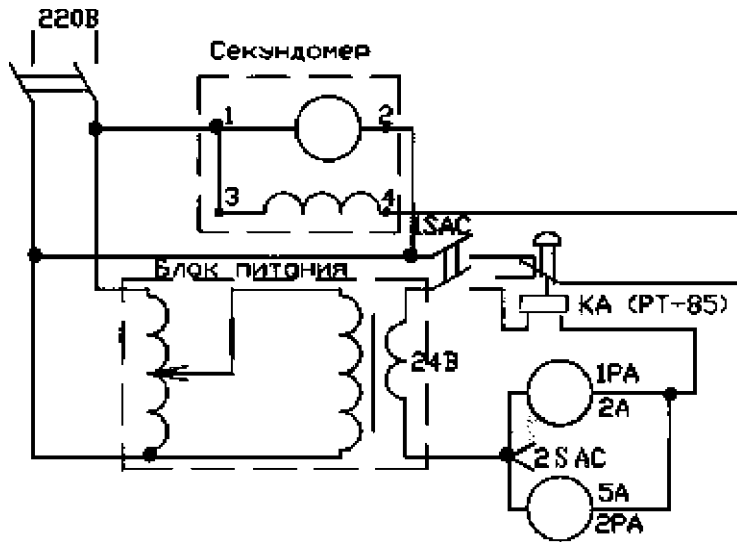


Рис. 5.21. Электрическая схема реле РТ-80

Для исключения влияния отсечки установочный винт кратности отсечки следует поставить на «8». Уставка выдержки времени может быть любой. Для каждого значения уставки по шкале токов срабатывания T_u необходимо определить значение действительных токов срабатывания реле $I_{ср}$ и возврата $I_{вр}$. Результаты измерений занести в таблицу 5.7 и определить значения коэффициента возврата реле.

Для одной из уставок путем пятикратного измерения тока определить значения относительной погрешности и разброса тока срабатывания.

Относительная погрешность или относительное отклонение определяется по формуле:

$$\Delta = \frac{I_{ср.ср} - I_y}{I_y}$$

где $I_{ср.ср}$ - среднее значение тока, определенное из заданного количества измерений, А;

I_y - уставка тока по шкале реле, А.

Относительное значение разброса тока срабатывания определяется как отношение абсолютного значения разброса к среднему, выраженное в процентах. Оно определяется по формуле:

$$\frac{I_{ср.макс} - I_{ср.мин}}{I_{ср.ср}} \cdot 100\%$$

где $I_{ср.макс}$, $I_{ср.мин}$ - соответственно наибольшее и наименьшее значения действительного тока срабатывания реле из заданного количества измерений, А.

Таблица 5.7

Действительные токи срабатывания и возврата реле

Номер опыта	Ток уставки I_y , А	Ток срабатывания реле $I_{ср}$, А	Ток возврата реле, А	Коэффициент возврата $K_{вр}$
1				
2				
3				

4. Проверить шкалу уставок кратности отсечки. Измерить ток срабатывания отсечки для кратностей 2, 4, 6 и 8. Уставка тока срабатывания задается преподавателем. Для исключения срабатывания индукционного элемента во время опыта, подвижную рамку 13 следует удерживать рукой (рис. 5.18).

Сравнить измеренный ток срабатывания отсечки с расчетным током, который определяется по формуле:

$$I_{с.отс.} = I_y K_{отс.}$$

Результаты измерений занести в таблицу 5.8.

Таблица 5.8

Результаты проверки уставок кратности отсечки

К _{отс}	Значение I _{отс} , А	
	расчетное	действительное
2		
4		
6		
8		

5. Снять характеристику РТ-80 (зависимость времени срабатывания реле от силы тока) при заданной уставке выдержки времени (рис. 5.18).

Ток в реле времени следует изменять в пределах от полуторократного значения тока срабатывания до величины, превышающей ток срабатывания отсечки. Значения $I_{уст}$, $K_{отс}$ задаются преподавателем.

Порядок проведения опыта следующий:

- 1) поставить исходные уставки $I_{уст}$, $I_{отс}$, $K_{отс}$;
- 2) включить рубильник 8 и переключатель 18АС;
- 3) удерживая рукой подвижную рамку реле 13 (рис. 5.18), установить требуемый ток;
- 4) отключить переключатель 18АС;
- 5) установить стрелку секундомера на нуль и включить переключатель 18АС, вводя в действие одновременно реле и секундомер;
- 6) после срабатывания реле отключить переключатель 18АС и записать показания секундомера;
- 7) результаты измерений занести в таблицу 5.9.

Таблица 5.9

Характеристики реле	Результаты измерений							
	Уставка реле I _{уст} - д _{уст} - с K _{отс} -							
Кратность тока I / I _{уст}	1,5	2	3	4	5	6	7	8
Ток I _{уст} , А								
Время срабатывания t _{ср.} , с								

Содержание отчета.

1. Технические данные реле (тип, диапазоны уставок, потребляемая мощность, коэффициент возврата).
2. Схема испытания реле.
3. Результаты испытаний, обработка опытных данных.
4. Временная характеристика реле.

Контрольные вопросы.

1. Устройство и принцип действия комбинированного реле РТ-80.
2. Как создаются вращающий и тормозные моменты реле?
3. Что такое инерционный выбег реле? За счет чего обеспечивается малое время инерционного выбега реле ИТ-80?
4. Почему реле РТ-80 имеет ограниченно зависимую временную характеристику?
5. Что такое кратность отсечки? Как она регулируется?
6. Как регулируется уставка тока срабатывания реле?
7. Как регулируется уставка выдержки времени реле? По какой части временной характеристики ведется отсчет?
8. Как устроена контактная система реле РТ-83, РТ-84, РТ-85, РТ-86?
9. Как работают контакты безобрывного переключения?
10. Какие токи может размыкать усиленный контакт реле РТ-85?

Работа 13.

МАКСИМАЛЬНЫЕ ТОКОВЫЕ ЗАЩИТЫ НА ОПЕРАТИВНОМ ПЕРЕМЕННОМ ТОКЕ

Цель работы. Изучить устройство и принцип действия максимальных токовых защит, применяемых в сельских электрических сетях.

План работы:

1. Ознакомиться со схемами максимальных токовых защит на оперативном переменном токе:
 - а) с реле прямого действия;

б) с дешунтированием электромагнита отключения привода (с ограниченно-зависимой и независимой характеристиками).

2. Для каждой из схем произвести расчет уставок тока срабатываний и отрегулировать реле.

3. Проверить работу схем при коротких замыканиях в удаленной точке сети.

4. Определить коэффициенты чувствительности защит.

Общие сведения. Оперативный переменный ток используется для различных типов релейной защиты (максимальной токовой, от замыкания на землю, газовой, дифференциальной и других).

Оперативный переменный ток широко применяется в схемах максимальных токовых защит. Основными источниками питания оперативных цепей защиты на оперативном переменном токе являются трансформаторы тока и трансформаторы собственных нужд.

Во многих схемах релейной защиты на оперативном переменном токе одни и те же трансформаторы тока питают токовые обмотки реле и оперативные цепи выключателей. Из-за этого трансформаторы тока имеют дополнительную нагрузку по сравнению со схемами, где питание оперативных цепей производится от независимого источника. Дополнительная нагрузка увеличивает их токовую погрешность. Это обстоятельство имеет существенное значение, когда нагрузка на трансформатор тока настолько велика, что погрешности в коэффициенте трансформации превышают 10%. Вследствие этого точность работы защиты становится ниже допустимого предела.

При электрификации сельского хозяйства преимущественное распространение получили максимальные токовые защиты

с реле прямого действия. Эти реле встраиваются в приводы выключателей и механически воздействуют на расцепляющий механизм привода, обеспечивая отключение соответствующего коммутационного аппарата. Пример защиты с реле прямого действия приведен на рисунке 5.22.

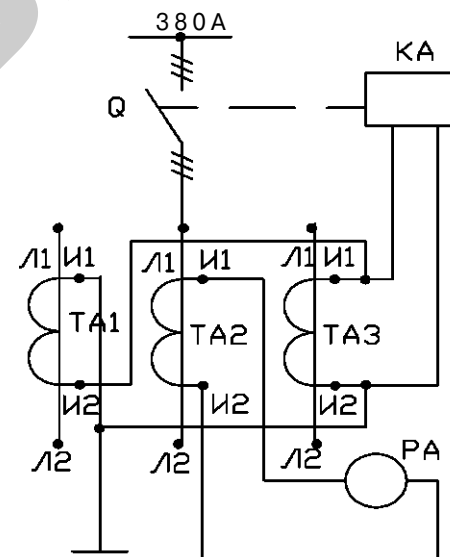


Рис. 5.22. Схема защиты с реле прямого действия РТВ

Защита с реле прямого действия характеризуется простотой, надежностью, дешевизной. Она не имеет размыкающих контактов, содержит минимальное количество аппаратов и соединительных проводов. К недостаткам такой защиты следует отнести пониженную чувствительность.

Объясняется это тем, что реле прямого действия имеют большой разброс по току и низкий коэффициент возврата, т. е. ток срабатывания защиты получается выше, чем у защит с реле косвенного действия. Кроме того, реле прямого действия потребляет сравнительно большую мощность, что увеличивает нагрузку на трансформаторы тока.

Большие погрешности по времени срабатывания реле прямого действия РТВ увеличивают время действия максимальных токовых защит.

Следующими по распространению в сельском хозяйстве являются защиты с дешунтированием отключающего электромагнита (рисунки 5.23, 5.24).

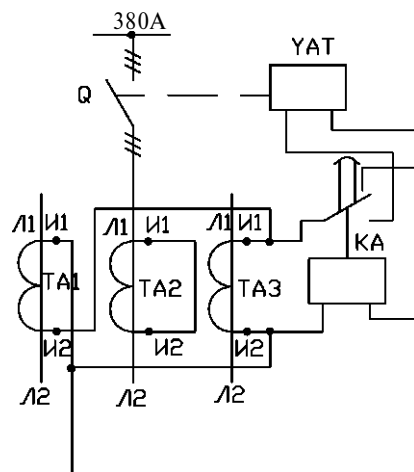


Рис. 5.23. Схема защиты с дешунтированием отключающего электромагнита с ограниченно-зависимой характеристикой: YAT - отключающий электромагнит; KA - реле РТ-85

Эти защиты выполняются с токовыми реле косвенного действия.

В защитах с дешунтированием при срабатывании последовательно с обмоткой токового реле во вторичную цепь трансформатора тока включается электромагнит отключения.

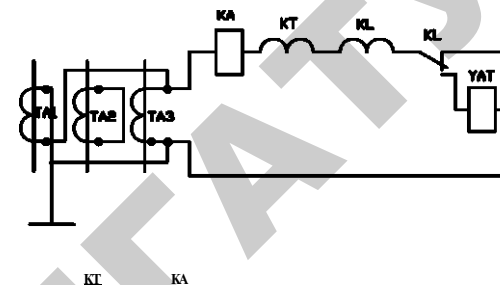


Рис. 5.24. Схема защиты с дешунтированием отключающего электромагнита с независимой характеристикой: KA - токовое реле РТ-40; КТ - реле времени РВМ-13; КБ - промежуточное реле РП-341

Поскольку вторичные цепи трансформаторов тока нельзя разрывать, то для переключения в них используются контакты безобрывного переключения. Они представляют собой заблокированные размыкающий и замыкающий контакты, причем замыкающий контакт включается раньше, чем отключается размыкающий. При нормальном режиме работы обмотка токового реле включена в цепь трансформатора тока через размыкающий контакт (рис. 5.23). При срабатывании реле, вначале включается замыкающий контакт. При этом цепь электромагнита отключения включена параллельно размыкающему контакту, шунтирующему электромагнит. Затем шунтирующий контакт размыкается, т. е. происходит дешунтирование электромагнита отключения и отключение выключателя.

Защита с дешунтированием может иметь ограниченно-зависимую характеристику (выполняется с реле типа РТ-80) или независимую характеристику (выполняется с токовым реле РТ-40, электромагнитными или моторными реле времени и промежуточным серийным реле с шунтирующими контактами РП-341). Защита с дешунтированием (по сравнению с защитой, выполненной с реле прямого действия) имеет более высокую чувствительность, меньшее время действия и малую нагрузку на трансформаторы тока. Эта защита более сложна и дорога, требует установки в приводах дополнительных электромагнитов и проводов, соединяющих их с ис-

точником оперативного тока. Недостатком этой защиты является наличие нормально замкнутого контакта, постоянного обтекаемого током, что снижает надежность ее действия.

Указания по выполнению работы.

На стенде смоделирована схема понижающей подстанции с отходящей от нее линией (рис. 5.25). Все варианты защиты на оперативном переменном токе проверяются на примере защиты линии, отходящей от подстанции.

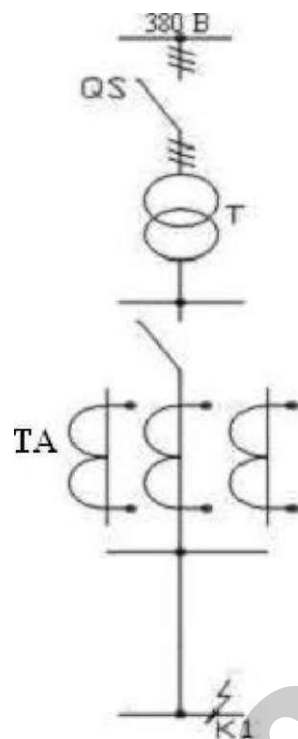


Рис. 5.25. Схема защищаемого участка сети

В привод ПРБА выключателя линии помещены:

1. Реле максимального тока прямого действия с ограниченно-зависимой характеристикой РТВ.

2. Реле максимального тока прямого действия мгновенного действия РТМ.

3. Отключающий электромагнит переменного тока с минимальным током отключения 3,5 А.

Исследование необходимо провести для всех представленных схем.

Значения коэффициента надежности K^H и коэффициента возврата K^B следует принять в зависимости от исследуемой схемы:

а) для схемы с реле прямого действия типа РТВ (рис. 5.22) в расчете тока срабатывания защиты принять $K^H = 1,3...1,4$, $K^B = 0,6...0,7$. Уставка по току срабатывания реле регулируется включением соответствующего числа витков катушки реле на коммутационном щитке.

Уставка по времени изменяется перемещением скобы на часовом механизме реле. Принять $\gamma = 1с$. Поскольку регулировка γ ступенчатая, то необходимо рассчитать I^3 действ и по току I^K определить $K^Ч$;

б) для схемы с дешунтированием электромагнита отключения с ограниченно-зависимой характеристикой (рис. 5.23) принять $\gamma = 1...2 с$, $K^H = 1,1...1,2$, $K^B = 0,8...0,85$.

Защита выполнена комбинированным токовым реле (размыкающим и замыкающим контактами, заблокированными таким образом, что вначале замыкается разомкнутый контакт, а затем размыкается замкнутый).

Регулировка уставки тока срабатывания осуществляется изменением числа витков катушки реле посредством соответствующей установки контактного винта на контактной колодке.

Регулировка I у ступенчатая, поэтому по формуле (5.5) следует уточнить действительный ток срабатывания защиты I^3 действ. Уставка по времени срабатывания регулируется передвижением установочного винта на шкале уставок;

в) схема защиты с дешунтированием электромагнита отключения с независимой выдержкой времени (рис. 5.24) выполнена электромагнитным токовым реле РТ-40, моторным серийным реле

времени РВМ-13 и промежуточным серийным реле с дешунтирующими контактами РП-341. Реле РВМ-13 и РП-341 питаются от встроенных в них промежуточных насыщающихся трансформаторов (ПНТ), первичные обмотки которых включаются в цепи трансформаторов тока защищаемого элемента. Для срабатывания этих реле необходимы два условия:

1) ток, протекающий по первичной обмотке ПНТ, должен быть больше тока срабатывания реле $I_{ср}$. Токи срабатывания реле РВМ-13 и РП-341 при последовательном соединении секций первичной обмотки ПНТ составляют 2,5 А и при параллельном соединении — 5 А;

2) пусковые цепи реле (цепи, содержащие вторичную обмотку ПНТ и обмотку реле) должны быть замкнуты. В схеме (рис. 5.24) пусковая цепь реле РВМ-13 замыкается контактами реле РТ-40, пусковая цепь реле РП-341 — контактами реле РВМ-13.

Схему соединения секций первичных обмоток ПНТ реле РВМ-13 и РП-341 следует выбирать из условия, чтобы ток срабатывания этих реле был меньше тока уставки реле РТ-40. Уставку времени срабатывания реле РВМ-13 принять равной $t_{у} = 1...2$ с, $K^H = 2$, $K^B = 0,8...0,85$.

Порядок выполнения работы.

1. Изучить принцип выполнения максимальных токовых защит на переменном оперативном токе; вычертить их схемы; уяснить назначение отдельных элементов и записать каталожные данные реле.

2. Рассчитать токи срабатывания защиты и токи уставки реле.

Ток срабатывания защиты определяется по формуле (5.5):

$$I_{с.з.} = \frac{K^H \cdot K^B \cdot I_{аб. макс.}}{K^B}$$

где K^H — коэффициент надежности, который принимается в зависимости от погрешностей по току срабатывания токового реле;

K^B — коэффициент возврата реле, равный отношению тока возврата к току срабатывания;

$K_{сз}$ — коэффициент самозапуска, учитывающий увеличения тока нагрузки при самозапуске двигателей после кратковременного исчезновения напряжения (в зависимости от характера нагрузки изменяется в пределах от 1 до 3);

$I_{аб макс}$ — максимальный рабочий ток линии, А.

Ток срабатывания реле определяется по формуле (5.7):

$$I_{ср} = 4 \cdot I_{аб макс}^{-K_{сх}}$$

где $K_{сх}$ — коэффициент схемы, равный отношению тока, протекающего по реле, к вторичному току трансформаторов тока;

K — коэффициент трансформации трансформаторов тока.

Ток уставки реле $I_{у} > I_{ср}$. Для реле, имеющих плавную регулировку тока уставки, принимается $I_{у} = I_{ср}$. Для реле со ступенчатой регулировкой тока уставки принимается ближайшее большее значение $I_{у}$. В этом случае изменяется значение тока срабатывания защиты по сравнению с расчетным. Действительное значение тока срабатывания защиты пересчитывается по формуле:

$$I_{ср действ.} = \frac{I_{у}}{K_{сх}}$$

Во всех схемах токовые реле включаются на разность токов двух фаз. Для такой схемы соединения реле и трансформаторов тока $K_{сх} = 1,73$.

Расчетные значения $I_{макс}$, $K_{сз}$, K приведены в таблице

5.10. Вариант расчета задается преподавателем.

Таблица 5.10

Значения данных для расчета параметров защиты

Данные	Вариант 1	Вариант 2	Вариант 3	Вариант 4	Вариант 5	Вариант 6
$I_{\text{раб. макс.}}$	16	18	20	40	50	70
K	1	1,4	1,7	1,2	1,3	1,4
K_I	50/5	75/5	100/5	150/5	200/5	300/5

Рекомендации по выбору значений K^u и K^e приведены в указаниях по выполнению работы в зависимости от схем защиты.

3. Отрегулировать уставки по току срабатывания и по времени действия реле.

4. Собрать схему опыта. Включить привод выключателя.

5. Проверить действие схемы защиты при коротких замыканиях в конце защищаемой линии. Режим короткого замыкания в конце защищаемой линии имитируется нажатием кнопки в точке К1 (рис. 5.25). По амперметру, включенному в цепь трансформатора тока, измерить величину тока короткого замыкания.

6. Определить значение коэффициента чувствительности защиты при замыкании в конце защищаемой линии. Коэффициент чувствительности равен отношению тока короткого замыкания к току срабатывания защиты (5.17):

$$K = \frac{I_K}{I_{\text{с.з.}}}$$

где I_K — ток короткого замыкания в конце защищаемой линии, А.

Содержание отчета.

1. Схемы максимальных токовых защит на оперативном переменном токе.

2. Расчеты уставок реле.

3. Расчет коэффициентов чувствительности защит при коротком замыкании в конце защищаемой линии.

Контрольные вопросы.

1. Назовите источники питания оперативных цепей защит переменным током.

2. Оцените исследуемые схемы. Назовите их достоинства и недостатки, в частности, следующее:

- простота исполнения;
- нагрузка на трансформаторы тока;
- надежность действия, условия работы контактов реле;
- чувствительность защиты.

3. Какие еще типы защиты (кроме максимальной токовой защиты) выполняются на оперативном переменном токе?

4. Чем и в каких пределах регулируется ток срабатывания защиты с реле прямого действия?

5. Чем и в каких пределах регулируется ток срабатывания реле?

6. Чем достигается выдержка времени?

7. Почему при одном и том же рабочем токе защищаемого элемента максимальная токовая защита с реле прямого действия получается более грубой, чем с вторичными реле косвенного действия?

8. В чем заключается принцип действия защит с дешунтированием?

9. Какие виды защит с дешунтированием электромагнита отключения Вам известны?

Работа 14.

СХЕМЫ СОЕДИНЕНИЯ ТРАНСФОРМАТОРОВ ТОКА И РЕЛЕ

Цель работы. Исследовать схемы соединений трансформаторов тока и реле «полная звезда», «неполная звезда», а также на разность токов двух фаз.

План работы:

1. Исследовать соединения трансформаторов тока и реле по схемам «полная звезда», «неполная звезда», а также включения реле на разность токов двух фаз.

2. Измерить токи в первичных цепях и в цепях защит при различных видах коротких замыканий.

3. Рассчитать коэффициенты схемы для междуфазных и однофазных КЗ.

4. Выяснить влияние схем соединения трансформаторов тока и реле на чувствительность защит к различным видам коротких замыканий.

Общие сведения. При выполнении защит могут быть использованы схемы соединения вторичных обмоток трансформаторов тока и реле: «полная звезда», «неполная звезда», а также на разность токов двух фаз, соединение обмоток трансформаторов тока в треугольник и обмотка реле по схеме «звезда», включение обмоток реле на сумму токов трех фаз и другие (рис. 5.26).

Выбор схемы соединения определяется следующими факторами: назначением защиты (виды КЗ, при которых она должна действовать), условиями чувствительности, требованиями простоты выполнения и эксплуатации и т. д.

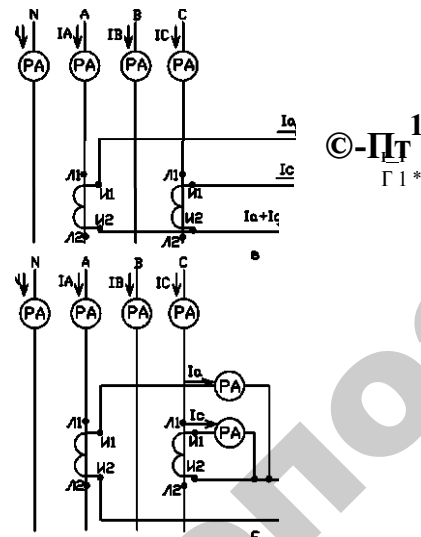
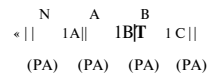


Рис. 5.26. Схемы соединений трансформаторов тока и реле: а - «полная звезда»; б - «неполная звезда»; в - включения реле на разность токов двух

В некоторых схемах ток, протекающий в обмотке реле, может отличаться от вторичного тока трансформатора тока. Отношение этих токов называется коэффициентом схемы, который определяется по формуле:

$$(5.31)$$

$$\frac{I_r}{I_{2\text{т}}}$$

где I_r — ток, протекающий в обмотке реле, А;

$I_{2\text{т}}$ — вторичный ток трансформатора тока, А.

Коэффициент схемы зависит от схемы соединения трансформатора тока и реле, вида КЗ и сочетания поврежденных фаз. В схемах, где реле включаются на фазные токи, $K_{\text{сх}} = 1$. Для других схем значение $K_{\text{сх}}$ может отличаться от единицы. Так, для схемы включения одного реле на разность токов фаз А и С

$$K_{\text{сх}} = 1/3, \quad K_{\text{сх}}^2 = \frac{I_A^2 + I_C^2}{3I_A I_C} : 2, \quad K_{\text{сх}}^{(2)} = 1$$

Чувствительность максимальной токовой защиты оценивается коэффициентом чувствительности, который определяется по формуле (5.17):

$$K_{\text{ч}} = \frac{I_{\text{к}}}{I_{\text{сз}}}$$

где $I_{\text{к}}$ — ток короткого замыкания, А;

$I_{\text{сз}}$ — ток срабатывания защиты, А.

Из формулы (5.7) ток срабатывания защиты

$$I_{\text{сз}} = \frac{I_{\text{уст}}}{K}$$

где $I_{\text{уст}}$ — ток уставки реле, А;

K — коэффициент трансформации трансформатора тока.

Тогда, преобразуя два последних выражения, получаем формулу:

$$K \quad K \quad (5.32)$$

Таким образом, коэффициент схемы влияет на чувствительность защиты. Для схемы включения одного реле на разность токов фаз А и С наибольшая чувствительность будет при двухфазном КЗ фаз А и С ($K_{с^AB}^C = 2$), наименьшая — при двухфазном КЗ фаз АВ или ВС ($K_{с^AB}^C = 1$).

В сетях с глухозаземленной нейтралью (напряжением 0,38 и 110 кВ и выше) однофазное замыкание на землю является коротким замыканием и должно отключаться защитой. В таких сетях необходимо применять схемы, обеспечивающие контроль тока в трех фазах или выделяющие токи нулевой последовательности.

В сетях с изолированной нейтралью (6, 10 и 35 кВ) однофазные замыкания на землю сопровождаются относительно небольшими емкостными токами и обычно не требуют отключения линии. Такие сети защищаются только от междуфазных КЗ, поэтому в их защитах можно применять схемы с включением трансформаторов тока в две фазы.

В сельских электроустановках наибольшее применение получили схемы полной звезды, неполной звезды и включения реле на разность токов двух фаз.

Указания по выполнению работы. На стенде установлен вводной автомат, присоединенный к вторичной обмотке понижающего трансформатора со схемой соединения У/У напряжением 220/24 В, и три трансформатора тока с коэффициентом трансформации $K = 10/5$.

Для определения $K_{сх}$ при различных видах короткого замыкания все реле в схемах заменяются амперметрами со шкалой 0,5. Указанные пунктиром на рисунке 5.26 реле не включаются.

В первичных цепях ток измеряется амперметрами со шкалой 0,10. Имитация различных видов КЗ осуществляется закорачиванием соответствующих фаз на выходах амперметров, измеряющих первичные токи.

Результаты опытов заносятся в таблицу 5.11. По данным опытов рассчитываются значения $K_{сх}$ для различных видов КЗ.

Таблица 5.11

Результаты опытов

Вид КЗ	Показания амперметров в цепях, А								К _{сх}
	первичных				вторичных				
	I _A	I _B	I _C		I _a	I _b	I _c	K	
Схема «полная звезда»									
Трехфазное (АВС)									
Трехфазное на землю (ЛБСК)									
Двухфазное (АВ)									
Двухфазное на землю (АВК)									
Однофазное (ЛТЧ)									
Схема «неполная звезда»									
Трехфазное (АВС)									
Трехфазное на землю (ЛБСК)									
Двухфазное (АВ)									
Двухфазное на землю (АВК)									
Однофазное (ЛТЧ)									
Однофазное (ВТЧ)									
Однофазное (СТЧ)									
Схема включения реле на разность токов двух фаз									
Трехфазное (АВС)									
Трехфазное на землю (ЛБСК)									
Двухфазное (АВ)									
Двухфазное (АС)									
Однофазное (ЛТЧ)									
Однофазное (ВТЧ)									

Порядок выполнения работы.

1. Ознакомиться с аппаратурой, установленной на стенде. Записать паспортные данные трансформаторов тока.

2. Собрать схему «полная звезда» (рис. 5.26, а).

Измерить при различных видах короткого замыкания токи в первичных и вторичных обмотках трансформаторов тока, ток в нулевом проводе и токи в реле ($I_p^a, I_p^b, I_p^c, I_p^o$). Результаты измерений занести в таблицу 5.11. При этом следует учесть, что для реле, включенных на фазные токи, токи реле совпадают с вторичными токами трансформаторов тока ($I^a _ I_p^a, I^b _ I$

$I^c _ I_p^c$). По реле, включенному в нулевой провод, протекает сумма токов трех фаз, т. е. утроенный ток нулевой последовательности. Коэффициент K^{CX} следует определить по трехфазному току короткого замыкания.

На основании полученных данных следует:

а) убедиться в том, что схема «полная звезда» реагирует на все виды коротких замыканий;

б) выделить КЗ, при которых схема соединения силового трансформатора изменяет распределение токов по фазам со стороны питания;

в) выделить вид КЗ, при котором со стороны питания в фазах А и С протекают токи, совпадающие по значению и направлению, а в фазе В — ток, равный их сумме.

Для коротких замыканий вида АВ, АВО и ВО построить векторные диаграммы токов в месте КЗ, первичных токов со стороны питания силового трансформатора и токов в реле.

3. Собрать схему «неполная звезда» (рис. 5.26, б).

Аналогично предыдущему опыту исследовать токораспределение при всех видах КЗ, указанных в таблице 5.11. Определить K^{CX} для трехфазного и однофазных КЗ.

По полученным данным следует:

а) выявить виды КЗ, при которых схема «неполная звезда» имеет пониженную чувствительность по сравнению со схемой «полная звез-

да», т. е. когда токи в реле меньше тока средней фазы, где трансформатор тока и реле отсутствуют;

б) показать для этого вида КЗ распределение первичных и вторичных токов в схеме.

4. Собрать схему включения реле на разность токов двух фаз (рисунок 5.26, с). Измерить токи КЗ и результаты занести в таблицу 5.11. Убедиться в неодинаковой чувствительности схемы к различным видам коротких замыканий из-за разных коэффициентов схемы.

В выбранном масштабе построить векторные диаграммы вторичных токов для коротких замыканий ЛБС; ЛБ; АС.

Векторные диаграммы при симметричной системе напряжений и идентичных сопротивлениях фаз линии будут иметь вид, изображенный на рисунке 5.27.

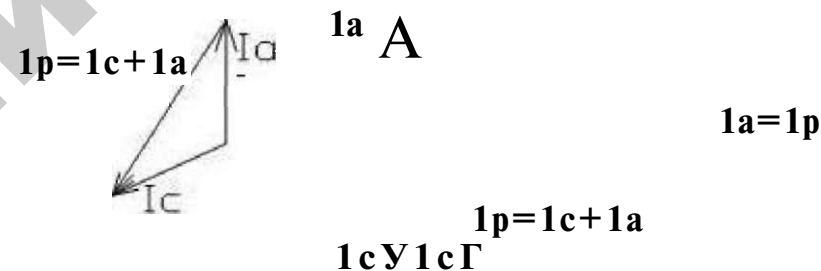


Рис. 5.27. Векторные диаграммы токов при включении реле на разность токов фаз А и С

Содержание отчета.

1. Схемы испытаний для определения K^{CX} .
2. Таблицы результатов испытания.
3. Векторные диаграммы токов вторичных цепей для схемы включения реле на разность токов двух фаз.

Контрольные вопросы.

1. Какое число трансформаторов тока и реле требуется для выполнения каждой из исследуемых схем?

2. Какие схемы применяются для защиты электро станков в сетях с изолированной нейтралью?

3. Почему в сетях напряжением 0,38 кВ необходимы схемы защиты от КЗ с контролем тока трех фаз?

4. Какое назначение нулевого провода в схеме «полная звезда»? Чем больше равен ток в нулевом проводе в нормальном режиме работы и при обрыве вторичной цепи одной фазы?

5. Для какой из исследуемых схем коэффициент схемы может быть равен единице?

6. Как влияет $K_{сх}$ на чувствительность максимальной токовой защиты?

7. Какова чувствительность защиты по схеме включения реле на разность токов двух фаз при трехфазном КЗ и различных двухфазных?

Работа 15.

СОГЛАСОВАНИЕ МАКСИМАЛЬНЫХ ТОКОВЫХ ЗАЩИТ С НЕЗАВИСИМЫМИ ВЫДЕРЖКАМИ ВРЕМЕНИ

Цель работы. Изучить методик согласования максимальных токовых защит с независимыми выдержками времени.

План работы:

1. Рассчитать токи срабатывания МТЗ.
2. Согласовать на селективность МТЗ последовательно включенных элементов сети (линий Л1, Л2 и трансформатора).
3. Произвести расчет тока срабатывания токовой отсечки.
4. Определить коэффициенты чувствительности защит и сравнить с допустимыми значениями.
5. Отрегулировать реле согласно рассчитанным ставкам.
6. Проверить селективность защит при коротких замыканиях в различных точках сети.
7. Построить график согласования защит (карта селективности).

Общие сведения. Для защиты от коротких замыканий линий, трансформаторов, генераторов и электродвигателей применяется токовая защита. В сельскохозяйственных электро станках преимущественно применяются два вида токовой защиты: максимальная токовая защита (МТЗ) и токовая отсечка (ТО). Основное различие этих защит состоит в способе согласования на селективность. Так, МТЗ отстраивается на селективность по времени действия. Токовая отсечка является защитой мгновенного действия. Селективность токовой отсечки обеспечивается отстройкой по току срабатывания.

Ток срабатывания максимальной токовой защиты отстраивается от максимального тока нагрузки и определяется по формуле (5.5):

$$K_{ср}$$

$$= \frac{I_{ср}}{I_{н. макс}}$$

где $K_{н}$ — коэффициент надежности;

$K_{ср}$ — коэффициент самозапуска;

$K_{в}$ — коэффициент возврата токового реле;

$I_{н. макс}$ — максимально возможная величина тока нагрузки

с учетом возможных перегрузок в ремонтных и в аварийных режимах, А.

Коэффициент надежности $K_{н}$ учитывает разброс по току срабатывания реле, погрешности трансформаторов тока и погрешности при регулировке тока срабатывания.

Для защиты, выполненной электромагнитными реле косвенного действия, принимается $K_{н} = 1,1 \dots 1,2$.

Коэффициент самозапуска учитывает увеличение тока нагрузки при самозапуске двигателей после восстановления напряжения в результате отключения короткого замыкания на смежном участке или действия АПВ. Величина его рассчитывается по суммарной мощности двигателей защищаемого элемента сети, которые могут работать в режиме самозапуска. Минимальная величина $K_{ср} = 1$ относится к нагрузке, состоящей из освещения, бытовых приборов; максимальная величина $K_{ср} = 2,6 \dots 3,0$ — для линий и трансформаторов, питающих силовую

нагрузку. Для линий напряжением 10 кВ сельских районов $K_{сзап} = 1, 2, \dots, 3$.

Коэффициент возврата зависит от типа токового реле. Для электромагнитных реле РТ-40 заводы-изготовители гарантируют величину $K^в$ не ниже 0,80; при наладке защиты можно получить $K^в = 0,85$ и более.

Ток срабатывания реле определяют по формуле (5.7):

$$I_{с.р.} = \frac{I_{н.р.}}{K}$$

где $K^{сх}$ — коэффициент схемы при симметричном режиме работы (для схем соединения трансформаторов тока в полную и неполную звезду $K^{сх} = 1$, при включении реле на разность токов двух фаз

K — коэффициент трансформации трансформаторов тока.

Ток уставки реле принимают согласно выражению

$$I_{уст} = I_{н.р.} \cdot K^{сх} \cdot K^{в} \cdot K^{с.р.} \quad (5.33)$$

Последовательно расположенные максимальные токовые защиты согласуются на селективность по времени действия. Выдержка времени защиты, расположенной ближе к источнику питания, принимается больше выдержки времени следующей, расположенной дальше от источника.

Уставки по времени срабатывания для МТЗ с независимыми характеристиками выбираются по ступенчатому принципу и рассчитываются по формуле:

$$I_{н} = I_{н_{-1}} + L \quad (5.34)$$

где $I_{н}$ — последовательный номер защиты, считая от наиболее удаленной от источника питания точки (рис/ 5.28);

L — степень селективности защиты.

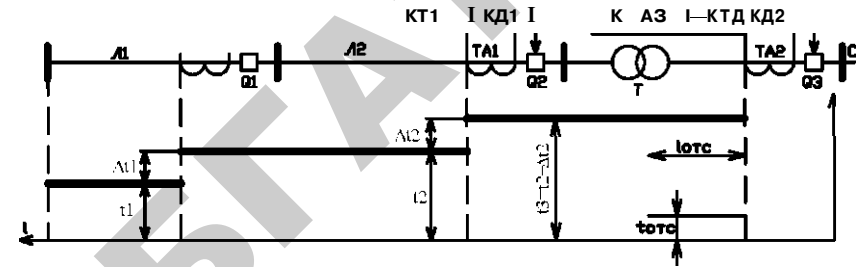


Рис. 5.28. График согласования защит

Степень селективности есть разность между уставками по времени срабатывания последовательно расположенных защит и должна учитывать возможные отклонения времени действия двух согласуемых защит от уставок по времени срабатывания. Степень селективности рассчитывается по формуле:

$$(5.35)$$

где $t_{вп-1}$ — время действия выключателя предыдущей защиты (по направлению от приемника энергии к источнику) с момента подачи импульса тока на отключающую катушку до момента гашения дуги, с;

$\Delta t_{рп1}$ — разброс по времени срабатывания предыдущей защиты (положительная погрешность). Для вторичных реле косвенного действия эта величина находится в пределах 0,05 ... 0,1 с и 0,3... 0,5 с для встроенных реле прямого действия в независимой части характеристики;

$t_{рп}$ — разброс по времени срабатывания защиты данного участка (отрицательная погрешность), с;

$I_{ин}$ — время инерционного выбега реле (учитывается только для инерционных реле, для реле типов РТ-80 и РТ-90 ($I_{ин} = 0,1...0,15$ с), с;

$I_{зап}$ — время запаса, учитывающее неточности, допускаемые при регулировке реле времени, а также увеличение времени действия выключателя в зимнее время, с (принимается $I_{зап} = 0,1$ с).

Полное время отключения I^e выбирается в зависимости от выключателя. Для масляных выключателей $t_{в} = 0,15 \dots 0,2$ с, для быстродействующих (воздушных, вакуумных) - $t_{в} = 0,07 \dots 0,1$ с.

Разброс по времени срабатывания реле времени зависит от типа реле времени и предела регулировки уставки по времени. Для электромагнитных реле времени с часовым механизмом разброс приведен в таблице 5.12.

Таблица 5.12

Разброс по времени срабатывания защиты

Пределы регулировки, с	Разброс для реле I_p , с	
	с нормальным разбросом	с повышенным разбросом
0,1...1,3	0,06	0,10
0,3...3,5	0,12	0,25
0,5...9,0	0,25	0,40
2,0...20,0	0,50	1,0

Ток срабатывания отсечки рассчитывается по двум условиям: селективности и отстройки от бросков намагничивающего тока сетевых трансформаторов, возникающих при включении линии на напряжение.

По условию селективности действия ток срабатывания отсечки отстраивается от максимального тока короткого замыкания в конце защищаемого участка и определяется по формуле (5.13):

где K_n - коэффициент надежности

$I_{КЗ}$ - периодическая составляющая тока короткого замыкания для I_{0} .

Для отсечки, выполненной вторичными токовыми реле мгновенного действия, и промежуточным реле, имеющим время срабатывания порядка 0,1 с, коэффициент надежности $K_n = 1,2 \dots 1,3$. Для

отсечки, встроенной в реле РТ-85 или РТ-90, разброс по току срабатывания доходит до $\pm 15\%$. Эти реле работают непосредственно на электромагнит отключения, время действия этих реле очень мало. Поэтому K_n должен учитывать наличие аperiodической составляющей в токе КЗ и принимается по величине 1,5.1,6. Для отсечки, выполненной реле прямого действия типа РТМ, у которых разброс по току не превышает 4%, $K_n = 1,4 \dots 1,5$.

В распределительных сетях необходимо отстраивать ток срабатывания отсечки также от броска намагничивающих токов сетевых трансформаторов. Для мгновенных отсечек с реле РТ-40 и промежуточными выходными реле

$$I_{отс} = I_{нтр} \cdot K_n \cdot (3 \dots 4) \quad (5.36)$$

Для отсечек, выполненных реле РТ-85 и РТМ,

$$I_{отс} = I_{нтр} \cdot K_n \cdot (4 \dots 5) \quad (5.37)$$

где $I_{нтр}$ - номинальный ток трансформатора, А;

$S_{тр}$ - номинальная мощность трансформатора, кВ-А;

$U_{н}$ - номинальное напряжение сети, кВ.

Из двух значений тока срабатывания отсечки, полученных по формулам (5.36) и (5.37), принимается большее.

Для отсечек с временем действия порядка 0,5 с и более отстройка тока срабатывания от намагничивающего тока не требуется, поскольку намагничивающий ток трансформатора быстро исчезает.

Чувствительность МТЗ оценивается коэффициентом чувствительности, который определяется по формуле (5.17):

$$K_{ч} = \frac{I_{КЗ мин}}{I_{сз}}$$

где $I_{КЗ мин}$ - минимальное значение тока КЗ (в конце защищаемого участка или в конце зоны резервирования) при КЗ, дающем

наименьшее значение тока, А. Для сельских сетей напряжением 10..35 кВ это двухфазное КЗ.

Значения, нормируемые ПУЭ, следующие: для основной зоны $K_{ч доп} = 1,5$, для зоны резервирования $K_{ч доп} = 1,2$. Если по расчету $K_{ч} < K_{ч доп}$, то необходимо повысить чувствительность защиты или заменить ее более совершенной.

В отличие от коэффициента чувствительности МТЗ коэффициент чувствительности отсечки проверяют при КЗ не в конце защищаемой зоны, где отсечка не действует, а по току КЗ в месте установки отсечки. Этот коэффициент определяют по формуле:

$$K_{ч отс} = \frac{I_{КЗ мин в месте установки отс.}}{I_{с.з. отс.}} \quad (5.38)$$

Для трансформатора $K_{ч отс. доп} = 2$.

При использовании отсечки для защиты линий (в качестве резервной защиты) допускается $K_{ч отс} < 2$ (при условии, что отсечка защищает не менее 15..20 % длины линии).

Указания по выполнению работы. На стенде представлена схема радиальной сети с односторонним питанием, состоящая из трех участков — трансформатора и линий Л1 и Л2 (рис. 5.28). Там же смонтирована релейная аппаратура защит трансформатора и линии Л2. На линии Л2 установлена МТЗ (реле КА1 и КТ), на трансформаторе — МТЗ (реле КА2 и КТ2) и отсечка (реле КА3). Защита линии Л1 на стенде не представлена. Все необходимые сведения об этой защите приведены в таблице 5.13. В этой таблице имеются параметры элементов сети, необходимые для расчетов. Вариант задания указывается преподавателем.

Порядок выполнения работы.

1. Ознакомиться со схемой сети, схемами защит, релейной аппаратурой.

2. Включить все участки сети и измерить максимальные токи нагрузки линии Л2 и трансформатора. Для определения первичных токов нагрузки измеренные вторичные токи трансформатора тока необ-

ходимо умножить на коэффициент трансформации (коэффициенты трансформации трансформаторов тока приведены в таблице 5.13).

Таблица 5.13

Параметры элементов сети

Вид оборудования, обозначение на схеме	Характеристика оборудования	Варианты заданий					
		1	2	3	4	5	6
Трансформатор Т	Напряжение, кВ	110/10	35/10	35/10	35/10	35/10	110/10
	Мощность, кВ·А	10000	4000	2500	1600	1000	6300
Трансформатор тока Т41	$K = I_{1н} / I_{2н}$	60 5	100 5	200 5	150 5	50 5	200 5
Трансформатор тока Т42	$K = I_{1н} / I_{2н}$	50 5	300 5	200 5	100 5	7,5 5	150 5
Выключатель 0/	Время отключения, с	0,15	0,2	0,1	0,2	0,15	0,15
Защита линии Л1	Вид защиты	МТЗ	МТЗ	МТЗ	МТЗ	МТЗ	МТЗ
	Время действия, с	0,7	1,3	1,5	2,0	1,2	1,4
	Реле времени	ЭВ-200	ЭВ-200	РВМ-12	ЭВ-200	ЭВ-200	РВМ-12

3. Рассчитать токи срабатывания МТЗ линии Л2 и трансформатора, определить уставки реле по току срабатывания. Ток срабатывания защиты рассчитывается по формуле (5.5). В расчете использовать значения: $K_{сх} = 1$ (включение реле на фазный ток), $K_{сзап} = 1$ (бытовая нагрузка). Уставки токовых реле рассчитываются по формулам (5.7) и (5.33).

4. Измерить токи трехфазного короткого замыкания в точках К1, К2, К3. Режим короткого замыкания устанавливается нажатием на соответствующие кнопки, смонтированные в мнемоническую схему. Чтобы исключить действие защиты в режимах К3, необходимо уставки реле времени защит установить максимальными, а ток срабатывания реле отсечки установить / у 5 А.

По результатам измерения определить первичные токи КЗ по формуле:

$$I_{2 КЗ} = K_{т} \cdot I_{1 КЗ} \quad (5.39)$$

где I_{2} — вторичный ток измерительных трансформаторов тока, А;

$K_{т}$ — коэффициент трансформации трансформатора тока.

Результаты занести в таблицу 5.14.

Таблица 5.14

Значения токов короткого замыкания

Точка короткого замыкания	Токи короткого замыкания, А	
	Л2	Сторона ВН трансформатора
К1		
К2	—	
К3	—	8К,

5. Рассчитать ток срабатывания отсечки по условиям отстройки от токов внешнего короткого замыкания (5.13) и бросков намагничивающего тока сетевого трансформатора (5.36) и (5.37). По большему из полученных значений определить уставку токового реле отсечки и отрегулировать реле в соответствии с уставкой.

6. Проверить чувствительность МТЗ и отсечки.

Проверка чувствительности МТЗ осуществляется по соблюдению условия (5.17), отсечка — по условию (5.38).

Токи двухфазного КЗ для сельских сетей могут быть рассчитаны $I_{с.з.}^2 - 0,876$

Результаты расчета необходимо сравнить с минимальными значениями $K^ч$ из ПУЭ. Значения токов трехфазного КЗ принять из таблицы 5.14.

7. Согласовать на селективность МТЗ Л2 и трансформатора. Для этого следует:

- рассчитать ступени селективности защит по (5.35);
- определить уставки по времени срабатывания защит по (5.34);
- отрегулировать реле времени на соответствующие уставки.

Необходимые для расчетов сведения об уставках и оборудовании защиты Л1 приводятся в таблице 5.13.

8. Построить график согласования МТЗ (-/(/)).

9. Проверить работу защит при КЗ в точках К1, К2, К3.

Содержание отчета.

- Результаты измерений токов нагрузки и КЗ.
- Расчеты уставок защит.

3. Расчеты чувствительности защит.

4. График согласования МТЗ.

Контрольные вопросы.

1. Какие способы согласования на селективность МТЗ и токовых отсечек Вы знаете?

2. Из каких условий определяется ток срабатывания МТЗ?

3. Что учитывают коэффициенты, входящие в формулу расчета $I_{с.з.}$?

4. Из каких условий рассчитывается ток срабатывания отсечки?

5. От каких факторов зависит $K^ч$ в формуле для определения $I_{с.отс.}$?

6. Какие существуют различия в расчете чувствительности МТЗ и отсечки?

7. Какие достоинства и недостатки МТЗ, токовой отсечки Вы знаете?

8. Назовите область применения МТЗ, токовой отсечки.

Работа 16.

ИССЛЕДОВАНИЕ СХЕМЫ АВТОМАТИЧЕСКОГО ВКЛЮЧЕНИЯ РЕЗЕРВНОГО ПИТАНИЯ

Цель работы. Изучить работу схем автоматического включения резервного питания, применяемых в сельских электрических сетях.

План работы:

1. Изучить схему ручного включения и отключения трансформаторов и секционного автомата на стороне напряжением 0,4 кВ.

2. Изучить схему автоматического включения резервного питания на стороне напряжением 0,4 кВ (АВР секционного автомата).

3. Изучить схему автоматического включения резервной линии на стороне напряжением 10 кВ (АВР линии).

Общие сведения. Автоматическое включение резервного питания (АВР) применяется в электроустановках с целью повышения надежности электроснабжения потребителей.

Для питания двухтрансформаторной подстанции по радиальной сети (одностороннее питание) АВР может быть выполнено по схеме, представленной на рисунке 5.29, а (АВР трансформатора), или рисунке 5.29, б (АВР секционного выключателя).

По схеме, представленной на рисунке 5.29, а, в нормальном режиме все потребители питаются от трансформатора 1-Т, а трансформатор 2-Т находится в резерве (выключатели 3-2 и 4-2 отключены).

В аварийном режиме отключаются выключатели 1-2 и 2-2, и включаются 3-2 и 4-2 (все потребители питаются от резервного трансформатора 2-Т).

В нормальном режиме питания по схеме, представленной на рисунке 5.29, б оба трансформатора включены и секционный выключатель 5-2 отключен. В случае отключения трансформатора 1-Т (2-Т) включается выключатель 5-2 и все потребители питаются от трансформатора 2-Т (1-Т).

Высокая надежность электроснабжения потребителей может быть достигнута за счет использования трансформаторной подстанции с двухсторонним питанием (рисунок 5.29, в). В этой схеме, кроме АВР трансформатора и АВР секционного выключателя 5-2 предусмотрено АВР линии. В нормальном режиме работы питания оно осуществляется по рабочей линии (выключатель 6-2 включен, а 7-2 отключен). В случае отключения выключателя 6-2 от защиты и других причин, а также исчезновения напряжения на рабочей линии включается выключатель 7-2, и питание ТП осуществляется от резервной линии (при исчезновении напряжения на рабочей линии перед включением 7-2 обязательно должен быть отключен выключатель 6-2).

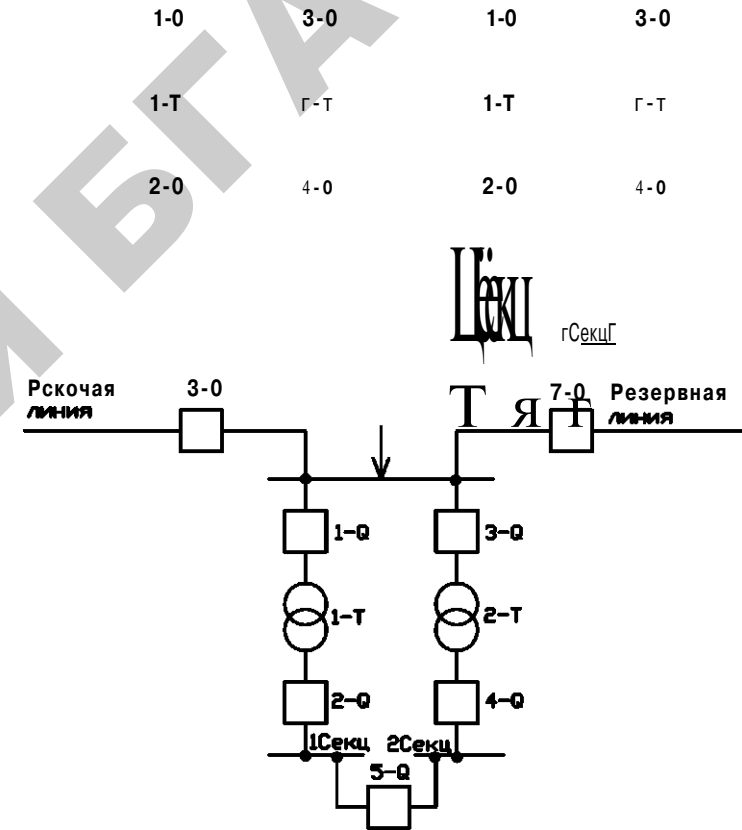


Рис. 5.29. Схемы использования АВР:
а - трансформатора; б - секционного выключателя; в - линии

В зависимости от местных условий схемы АВР имеют свои особенности, однако каждая из этих схем должна отвечать следующим требованиям:

1) схема АВР должна действовать при исчезновении напряжения на шинах потребителя;

2) включение резервного источника питания должно происходить непосредственно сразу же после отключения рабочего источника питания;

3) действие схемы АВР должно быть однократным;

4) включение резервного источника питания должно быть произведено только после отключения источника рабочего питания.

В данной лабораторной работе рассматривается АВР секционного выключателя и АВР линии на примере типовой трансформаторной подстанции В-42-400-М4. Схема первичных соединений приведена на рисунке 5.30.

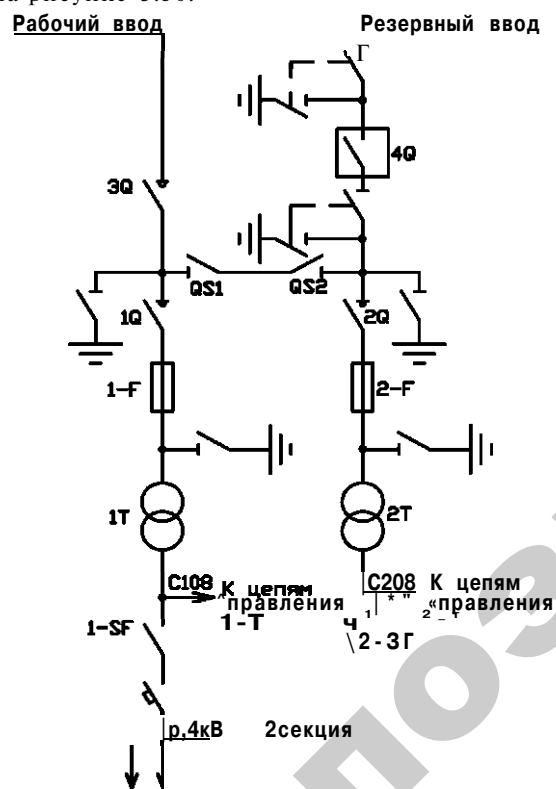


Рис. 5.30. Схема электрических соединений трансформаторной подстанции на два трансформатора с рабочим и резервным вводами

Режим ручного управления.

Включение трансформатора 1-Т (2-Т). При ручном управлении ключ 3-8ЛС (рис. 5.31) устанавливается в положение Р. Ключом 1-8Л (2-8Л) (рисунки 5.31 и 5.32), устанавливается положение В1 «Включено») и подается питание на реле 1-КБ2 (2-КБ2). Его контакты, замыкаясь, подают питание на электромагнит включения автомата 1-8Р (2-8Р) и он включается. При этом обесточивается реле 1-КБ2, а замыкающий контакт этого реле с течением времени размыкается и обесточивает цепь включения автомата 1-8Р. Ключ 1-8Л (2-8Л) возвращается в положение В - «Включено». При этом замыкается вспомогательный контакт 1-88Р (2-88Р) автомата 1-8Р (2-8Р) и включается реле-повторитель 1-КБ1 (2-КБ1) положения автомата. Замыкающий контакт этого реле включает лампу 1-НБВ (2-НБВ), которая сигнализирует о включенном положении автомата, а размыкающий контакт отключает лампу 1-НБО (2-НБО). Второй размыкающий контакт этого реле размыкает цепь реле 1-КР2 (2-КБ2) и обесточивает его независимо от положения ключа 1-8А (2-НБА). При включенном положении выключателя 1-8Р (2-8Р) размыкается контакт 1-88Р (2-88Р) и отключается реле 1-КТ2 (2-КТ2). Этим блокируется возможность подачи питания на электромагнит включения при включенном положении автомата 1-8Р (2-8Р).

Отключение трансформатора 1-Т (2-Т). Ключом 1-8Л (2-8Л) (рисунки 5.32 и 5.33) подается питание на электромагнит отключения автомата 1-8Р (2-8Р) в положении О «Отключено» и он отключается. Напряжение с автомата снимается этим же ключом в положение О «Отключено». При этом размыкается блокирующий контакт автомата 1-88Р (2-88Р), отключается реле-повторитель положения автомата 1-КБ1 (2-КБ1), отключается лампа 1-НБВ (2-НБВ) и включается 1-НБО (2-НБО). Одновременно замыкается контакт в цепи реле 1-КБ2 (2-КБ2) и подготавливается цепь для включения автомата.

Вместе с отключением автомата замыкается вспомогательный контакт 1-88Р (2-88Р) в цепи реле контроля восстановления напряжения 1-К72 (2-КТ2).

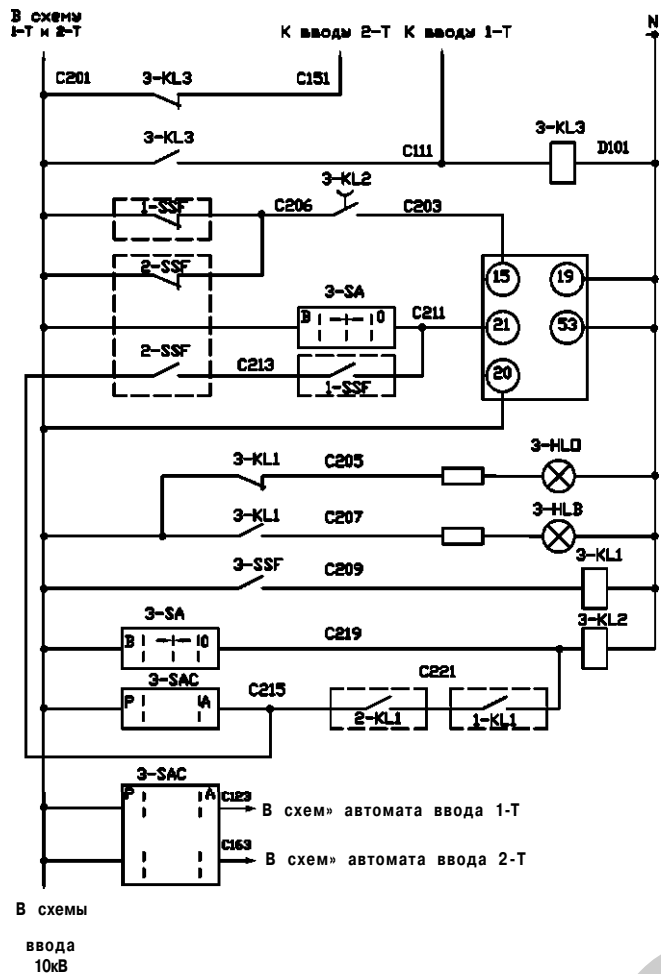


Рис. 5.31. Схема электрическая принципиальная секционного автомата 3-8P на шинах напряжением 0,4 кВ (аппараты 1-88P и 1-КЫ находятся в схеме ввода 1-Т, а 2-88P и 2-КЫ находятся в схеме ввода 2-Т)

Электрическая схема ввода трансформатора 1Т с АВР представлена на рисунке 5.32.

Реле переключения питания цепей управления

Цепь включения автомата

Ключом К О

Сигнализация положения автомата

Реле-повторитель положения автомата

Цепь включения автомата ключей и реле ограничения длительности импульса включения АВР

Г • Ч.
01 а г 1-ГА
х с е л

3-ЮГ

3-5AC

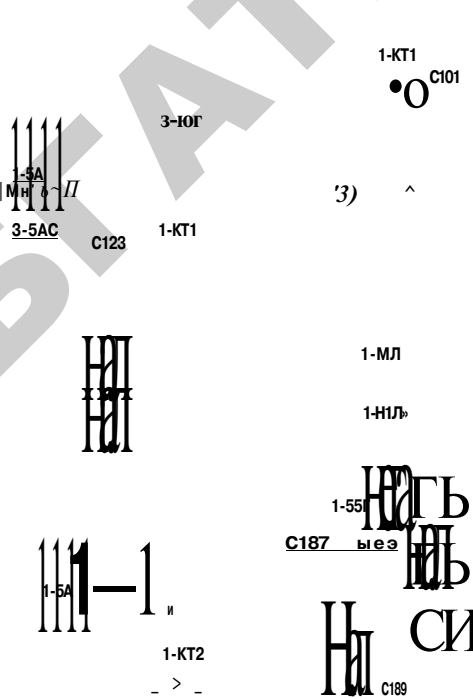
1-КТ1

1-МЛ

1-НП

1-5А

1-КТ2



Защита цепей

Реле контроля наличия напряжения

Цепь включения автомата

Ключом управ-

При АВР

Реле-повторитель положения автомата

Реле контроля восстановления

Цепь включения автомата и реле длительности импульса включения

Рис. 5.32. Схема электрическая принципиальная ввода трансформатора 1Т с АВР (пунктиром на схеме указаны элементы аппаратов, установленных на схеме секционного автомата 3-8P)

Включение секционного автомата 3-8P. В нормальном режиме работы автоматические выключатели 1-8P и 2-8P включены, а 3-8P - отключен. В схеме секционного автомата 3-8P (рис. 5.33) размыкающиеся вспомогательные контакты реле 1-88P и 2-88P разомкнуты, а замыкающиеся - замкнуты. Замкнуты также контакты реле 1-КЛ и 2-КЫ. Поскольку при ручном управлении переключатель 3-84С находится в положении Р - «Ручное», а 3-84 в положении О - «Отключено», то, несмотря на то, что замкнуты контакты 1-88P, 2-88P, 1-КЛ и 2-К2 реле 3-К2 отключено.

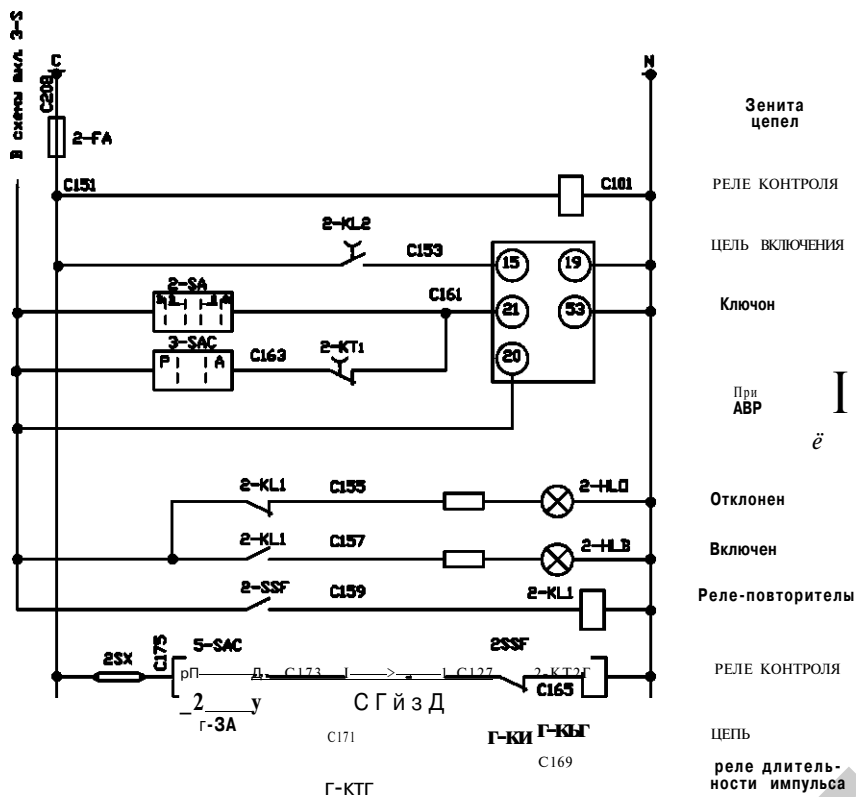


Рис.5.33. Схема электрическая принципиальная ввода трансформатора 2Т с АВР (пунктиром на схеме указаны элементы аппаратов, установленных на схеме секционного автомата 3-8Р)

В случае отключения одного из трансформаторов в цепи включения автомата 3-8Р замыкается соответствующий размыкающий контакт 1-88Р или 2-88Р и цепь подготавливается для включения 3-8Р. В положении В - «Включено» ключа 3-8Л реле 3-КБ2 включатся, замыкает контакт в цепи включения автомата 3-8Р и включает его. После включения ключ 3-8Р возвращается в среднее положение, снимает напряжение с реле 3-КБ2 и с некоторой задержкой размыкается контакт этого реле в цепи электромагнита включения автомата 3-8Р.

Одновременно с включением 3-8Р замыкается вспомогательный контакт 3-88Р в цепи реле-повторителя положения автомата и своими контактами включает соответствующую лампу 3-НБВ («включено») или 3-НБ0 («отключено»).

Отключение секционного автомата 3-8Р. Отключение автомата 3-8Р (рис. 5.31) в ручном режиме осуществляется переводом ключа 3-8Л в положение 0 - «отключено». Размыкаясь, контакт 3-88Р отключает реле-повторитель положения автомата 3-КБ1 и через соответствующий контакт загорается сигнальная лампа «отключено».

Автоматический режим.

Для работы схемы в автоматическом режиме переключатель 3-8ЛС переводится в положение «А».

Питание оперативных цепей управления. В нормальном режиме работы питание оперативных цепей управления осуществляется от трансформатора 1-Т. При этом реле 3-КБ3 замыкающим контактом переводит питание от 1-Т. Если трансформатор 1-Т будет отключен, то реле 3-КБ3 обесточивается. Оно замкнет размыкающий контакт и переведет питание от трансформатора 2-Т. При восстановлении напряжения на 1-Т питание оперативных цепей переключается на 1-Т.

Автоматическое включение секционного автомата 3-8Р. При исчезновении напряжения на стороне 0,4 кВ трансформатора 1-Т (2-Т), которое может быть вызвано отключением выключателя нагрузки в результате перегорания плавкой вставки, обесточивается реле контроля наличия напряжения 1-К7Л (2-КТ1). При этом с некоторой задержкой времени размыкающий контакт 1-К7Л (2-КТ2) замкнется и отключит автомат 1-8Р (2-8Р). Вспомогательный контакт 1-88Р (2-88Р) автомата 1-8Р (2-8Р) отключает реле-повторитель 1-КБ1 (2-КБ1) положения автомата (рисунки 5.32 и 5.33). В результате этого лампа 1-НБВ (2-НБВ) отключается, а 1-НБ0 (2-НБ0) — включается и сигнализирует об отключенном положении автомата 1-8Р (2-8Р). Одновременно замыкается размыкающий вспомогательный контакт 1-88Р (2-88Р) в цепи реле 1-КТ2

(2-КТ2) контроля восстановления напряжения и 1-КБ1 (2-КБ2) в цепи реле 1-КБ2 (2-КБ2) включения автомата и реле длительности импульса включения. Таким образом, подготавливается к работе цепь включения автомата 1-8Р (2-8Р) для включения его при восстановлении напряжения.

В нормальном режиме питания в схеме секционного автомата 3-8Р замыкающиеся контакты 1-КБ1 и 2-КБ1 замкнуты, реле 3-КБ2 включено. Его контакт 3-КБ2 в цепи включения автомата включен.

При исчезновении напряжения на стороне 0,4 кВ одного из трансформаторов, замыкается соответствующий контакт и обесточивается реле 3-КБ2. Одновременно с отключением автомата 1-8Р (2-8Р) в цепи контакта включения автомата 3-8Р замыкается размыкающий вспомогательный контакт 1-88Р (2-88Р). Поскольку контакт 3-КБ2 размыкается с задержкой времени, то электромагнит включения получает питание и автомат 3-8Р включается. После размыкания контакта 3-КБ2 катушка электромагнита включения обесточивается, а автомат 3-8Р остается включенным. Вспомогательный контакт 3-88Р включает реле-повторитель положения автомата 3-КБ1, своими контактами он отключает лампу 3-НБ0 и включает лампу 3-НБВ, которая сигнализирует о включенном положении автомата 3-8Р. Одновременно с включением автомата 3-8Р замыкается второй вспомогательный контакт 3-88Р в цепи реле контроля восстановления напряжения в схеме трансформатора 1-Т (2-Т) и, таким образом, цепь включения реле 1-КТ1 (2-КТ2) подготовлена к работе.

Восстановление схемы нормального режима. При восстановлении напряжения на стороне 0,4 кВ трансформатора 1-Т (2-Т) получает питание реле 1-КТ1 (2-КТ1), которое размыкает цепь электромагнита отключения 1-8Р (2-8Р) и реле контроля восстановления напряжения 1-КТ2 (2-КТ2). Это реле с некоторым замедлением подает кратковременный импульс на реле 1-КБ2 и с помощью одного замыкающего контакта включает автомат 1-8Р (2-8Р).

Одновременно в схеме секционного автомата 3-8Р замыкаются вспомогательные контакты 1-88Р и (2-88Р). Они подают питание на электромагнит отключения автомата 3-8Р и отключают его. При этом восстанавливается схема нормального режима.

Автоматическое включение резервной линии 10 кВ (АВР линии).

Пример АВР линии приведен на рисунке 5.34.

В опеки секционного автомата 3-5Г

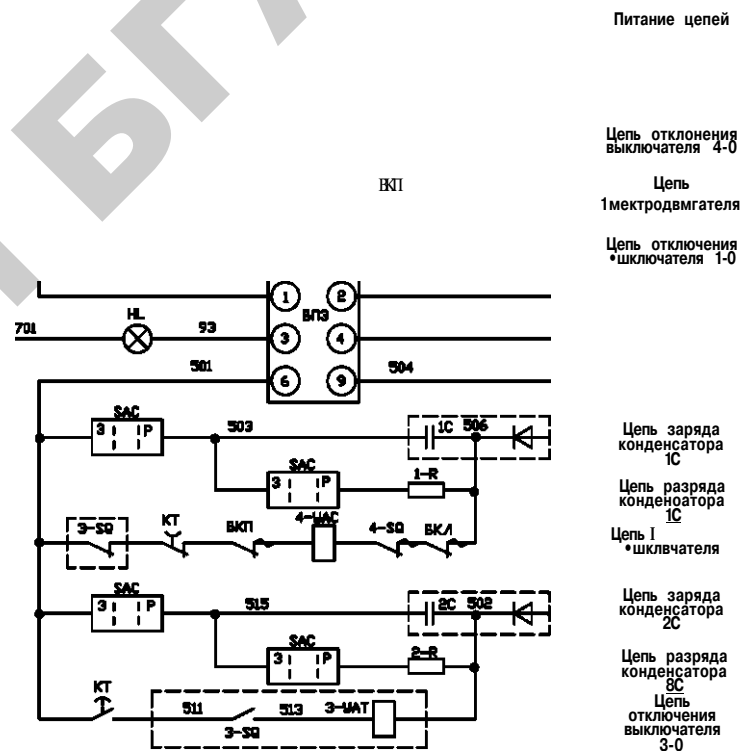


Рис. 5.34. Схема электрическая принципиальная резервного ввода 10 кВ с АВР

В нормальном режиме питания переключатель 3-8ЛС находится в положении 3 (зарядка) и конденсаторы 1С и 2С заряжаются.

При исчезновении напряжения на рабочем вводе якорь реле КТ отпадает, а проскальзывающий контакт этого реле с замедлением подает кратковременно питание от конденсатора 2С на электромагнит отключения 3-УАТ выключателя 3-0 и отключает его. Контакт

3-80, в цепи электромагнита 3-УАТ размыкает и обесточивает его, а в цепи включения 4-0 замыкается и подготавливает цепь для включения 4-0. Затем с замедлением замыкается размыкающий нож КТ в цепи включения выключателя 4-0 и включает его. Электромагнит включения 4-УАС получает питание от конденсатора 1С. После включения 4-0 размыкаются контакты 4-80, обесточивают электромагнит включения 4-УАС и замыкаются в цепи отключения, подготавливая цепь для отключения 4-0 вручную кнопкой управления 8ВО. Для включения двигателя завода пружин привода выключателя используется кнопка 8ВМ. В конце завода пружин размыкающий контакт БКП в цепи двигателя размыкается, а замыкающий контакт в цепи отключения 4-0 замыкается и подготавливает цепь для включения 4-0 от АВР. Разрядка конденсаторов 1С и 2С осуществляется переключателем 8ЛС в положение Р (разряд).

Порядок выполнения работы.

1. Изучить схемы АВР линии и трансформатора, приведенные на рисунках 5.31...5.34.
2. Изучить принцип действия приведенных на стенде схем АВР.
3. Проверить работу АВР линии и трансформатора в ручном и автоматическом режимах.

Содержание отчета.

1. Краткие сведения о назначении, области применения и эффективности АВР в различных режимах работы.
2. Принципиальные электрические схемы АВР.

Контрольные вопросы.

1. Какие требования, предъявляемые к АВР, Вы знаете?
2. Объясните работу схемы ручного включения трансформатора 1Т (2Т).
3. Объясните работу схемы ручного отключения трансформатора 1Т (2Т).
4. Объясните работу схемы ручного включения и отключения секционного автомата 3-8Р.

5. Объясните работу схемы автоматического включения секционного автомата 3-8Р.

6. Объясните работу схемы АВР секционного автомата 0,4 кВ при перегорании плавкой вставки 1 Р (2Р) при отключении автоматического выключателя 1-8Р (2-8Р).

7. Объясните работу схемы АВР секционного автомата 0,4 кВ при восстановлении напряжения на рабочей линии.

8. Объясните работу схемы АВР линии.

9. Объясните работу схемы АВР линии при восстановлении напряжения на рабочей линии.

10. Почему действие схемы АВР должно быть однократным?

11. Почему перед включением резервного источника питания должен быть отключен источник рабочего питания?

Работа 17.

УСТРОЙСТВА АВТОМАТИЧЕСКОГО ПОВТОРНОГО ВКЛЮЧЕНИЯ (АПВ)

Цель работы. Изучить работу устройства автоматического повторного включения, применяемого в сельских электрических сетях.

План работы:

1. Ознакомиться с назначением, областью применения и классификацией устройств автоматического повторного включения (АПВ).
2. Изучить принцип работы автоматического повторного включения однократного действия с комплектным реле типа РПВ-58.
3. Отрегулировать уставку времени на срабатывание АПВ для одностороннего питания и двухстороннего питания.
4. Проверить работу АПВ с односторонним питанием и двухсторонним питанием.

Общие сведения. Автоматическое повторное включение выключателей является одним из основных средств повышения надежности электроснабжения потребителей.

Следует отметить, что значительное количество нарушений изоляции электроустановок является неустойчивым и самоустраняется

после снятия напряжения. Самоустраняющиеся повреждения возникают в результате грозových перенапряжений, схлестывания проводов при ветре, падения веток и различных предметов на провода, задевания проводов линии движущимися механизмами и других причин.

Если время действия защиты не велико, то электрическая дуга, возникшая в месте нарушения изоляции, не успеет нанести значительные повреждения и включенная повторно линия останется в работе, т. е. происходит успешное АПВ. При устойчивых повреждениях АПВ является неуспешным и линия снова отключается защитой.

Опыт эксплуатации линий электропередачи свидетельствует о том, что большинство повреждений (60...80 %) являются самоустраняющимися (неустойчивыми), т. е. происходит успешное срабатывание АПВ.

В соответствии с ПУЭ применение устройств АПВ является обязательным для всех воздушных и воздушно-кабельных линий напряжением выше 1 кВ.

Выдержкой времени на срабатывание АПВ ($T_{ДПВ}$) называется время от пуска устройства АПВ до замыкания цепи включения выключателя. Исходя из условия бесперебойности питания потребителей, это время должно быть минимальным. Однако минимально возможное значение $T_{ДПВ}$ ограничивается рядом факторов (конструкцией привода и выключателя, типом реле, входящих в схему АПВ; временем ликвидации самоустраняющихся повреждений и др.). Согласно ПУЭ устройства АПВ должны иметь время срабатывания, равное 0,5-1 с. Для воздушных линий с односторонним питанием значение $T_{ДПВ}$ принимается равным 3...5 с.

Время возврата устройства АПВ в исходное положение зависит от его конструкции и устанавливается при его наладке. Для однократных устройств АПВ это время составляет 20-30 с. Для устройств АПВ двукратного действия время возврата в состояние готовности после второго цикла принимается 60-100 с.

Классификация устройств АПВ. В эксплуатации применяются устройства АПВ, различающиеся по следующим основным признакам:

- 1) по количеству фаз (трехфазные и однофазные);
- 2) по способу воздействия на привод выключателя (механические и электрические);

- 3) по кратности действия (однократного и многократного);
- 4) по назначению (для линий с односторонним и двусторонним питанием).

Требования, предъявляемые к устройствам АПВ.

1. Устройства АПВ не должны действовать при оперативном отключении выключателя вручную, от ключа управления и по телеуправлению, а также при оперативном включении выключателя на короткое замыкание.

2. Возможность многократного включения на устойчивое короткое замыкание должна быть исключена.

3. Устройства АПВ должны иметь минимально возможное время срабатывания (для сокращения продолжительности перерыва питания потребителей).

4. Должен обеспечиваться автоматический возврат (готовность к новому действию через небольшой интервал времени после успешного срабатывания).

Принцип работы АПВ на основе комплектного реле РПВ-58.

Реле типа РПВ-58 состоит из следующих элементов (рис. 5.35):

1) реле времени КТ, которое создает выдержку времени $T_{АПВ}$ от момента пуска устройства АПВ до замыкания цепи контактора включения выключателя;

2) промежуточного реле $KБ$ с двумя обмотками (обмоткой тока $KБ1.1$ и обмоткой напряжения $KБ1.2$). Реле при срабатывании замыкает цепь включения выключателя;

3) конденсатора C (в результате разряда которого срабатывает реле $KБ1$ и обеспечивается однократность действия УАПВ);

4) резисторов: $K1$ обеспечивает термическую стойкость реле времени; $K2$ ограничивает скорость заряда конденсатора $C1$ при срабатывании устройств защиты, после действия которых не должно происходить срабатывание АПВ, и при отключении выключателя ключом управления δA (запрет АПВ).

Работа схемы. При отключении выключателя (по любой причине) из-за замыкания его вспомогательных контактов срабатывает реле положения выключателя KOT и замыкает свой контакт в цепи пуска устройства АПВ. Если отключение произошло не от ключа управления δA , то он остается в положении «Включено», а контакт

8А1 замкнутым. Таким образом, фиксируется несоответствие положений ключа управления и выключателя, необходимое для пуска реле времени *КТ*. Его контакт *КТ1*, размыкаясь без выдержки времени, включает резистор Ш, обеспечивая термическую стойкость реле, а контакт *КТ2* (с заданной выдержкой времени) подключает обмотку *КБ1.2* промежуточного реле к конденсатору *С1*.

Из-за разряда конденсатора реле *КБ1* срабатывает и замыкает контакт *КБ1.1* в цепи контактора включения выключателя *КМ*, в которую включена последовательная обмотка *КБ1.1* реле. Она удерживает реле *КБ1* в возбужденном состоянии до полного включения выключателя. При успешном АПВ выключатель остается во включенном положении. Действие устройства АПВ фиксируется указательным реле *КН*.

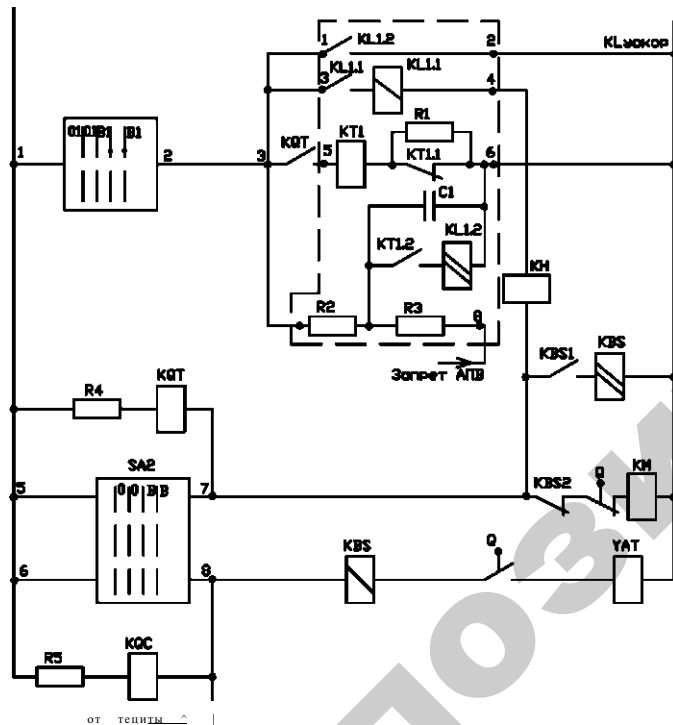


Рис. 5.35. Схема электрическая принципиальная АПВ однократного действия с реле РРВ-58

Схема проверки работы АПВ приведена на рисунке 5.36.

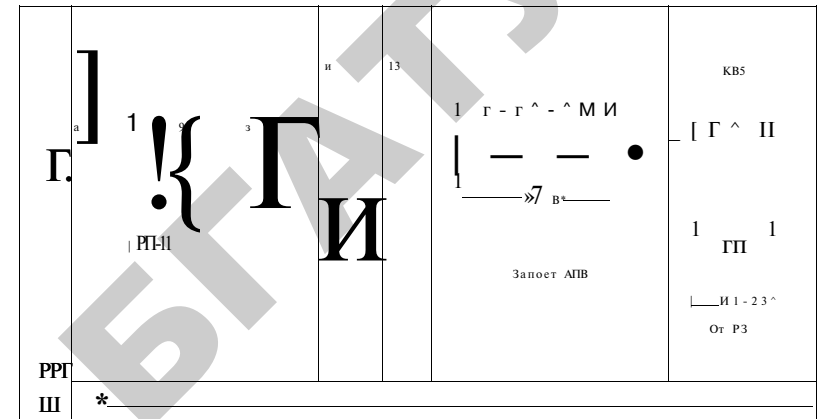


Рис. 5.36. Схема проверки работы АПВ

Схема становится готовой к новому повторному действию после заряда конденсатора *С1*. Время заряда принимается $ЗДПВ2 = 20 \text{ с}$.

При этом обеспечивается однократность действия устройства АПВ, так как конденсатор заряжается только при включенном положении выключателя.

Включения выключателя при неуспешном АПВ не происходит, так как за время действия защиты линии конденсатор не успевает зарядиться до напряжения срабатывания реле *КБ1*.

При установке устройств АПВ на линиях с двухсторонним питанием необходимо учитывать то, что для восстановления работоспособности поврежденной линии требуется ее отключение и последующее включение с двух сторон. В связи с этим устройства АПВ устанавливают на выключателях с двух сторон защищаемого элемента. Схемы этих устройств АПВ аналогичны схемам АПВ для линий с односторонним питанием. Отличие заключается лишь в выборе времени срабатывания (*Зднв*) *АК81* и *АК82* на включение выключателей 21 и 22 соответственно (рис. 5.37, а).

В данном случае отключение поврежденной линии происходит по каскаду, поэтому время $1_{АПВ}$ $1_{АПВ} (2)$ для выключателей 21 и 22 не одинаково. На рисунке 5.37(б, в) приведены временные

диаграммы для выбора времени срабатывания $t_{АПВ}^{(1)}$ устройства АПВ выключателя 01 и $t_{АПВ}^{(2)}$ устройства АПВ выключателя 02 с учетом каскадного отключения линии. Это значит, что расчетным условием для каждого комплекта устройств защиты и АПВ является короткое замыкание в местах их установки (точка К1 для защиты и для выключателя 01, точка К2 для защиты и АПВ выключателя 02). В данном случае защита рассматриваемого комплекта имеет минимальную выдержку времени, а противоположный выключатель отключается с максимальной выдержкой времени.

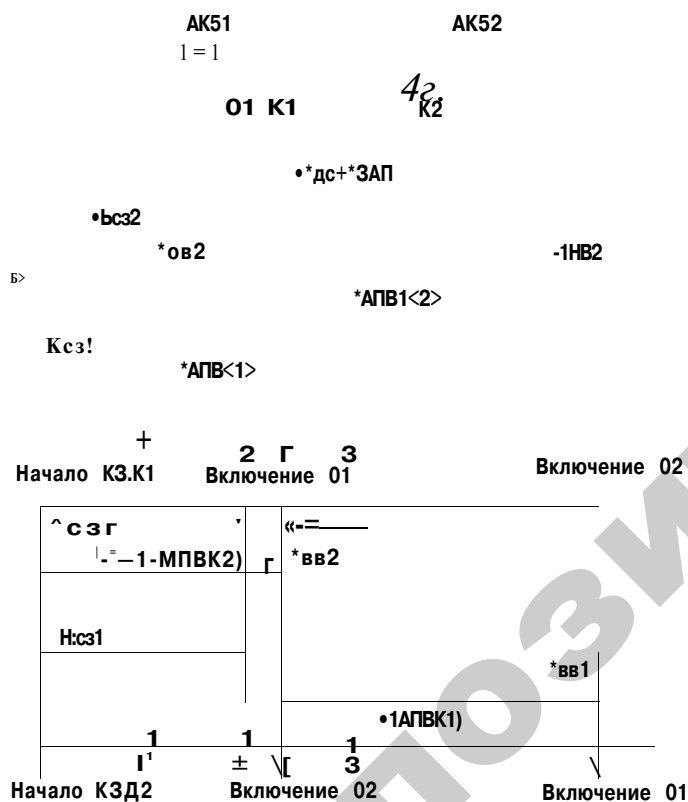


Рис. 5.37. Временные диаграммы для выбора установок устройств АПВ

Из временных диаграмм следует, что

$$t_{АПВ}^{(1)} = t_{с.з.2} + t_{д.с.} + t_{зап} + (t_{с.з.1} + t_{вв1}), \quad (5.40)$$

$$t_{АПВ}^{(2)} = (t_{с.з.1} + t_{д.с.} + t_{зап} + (t_{с.з.2} + t_{вв2})). \quad (5.41)$$

Порядок выполнения работы.

1. Ознакомиться с комплектным реле типа РПВ-58 и изучить принцип его работы.
2. Проверить работу комплектного реле РПВ-58 в полной схеме АПВ при имитации неустойчивого и устойчивого КЗ на линии (рис. 5.36).
3. Проверить надежность «запрета» АПВ при замыкании цепи разрядного резистора КЗ.
4. Выставить уставки устройств АПВ для линии с односторонним питанием и двухсторонним питанием. Проверить правильность срабатывания.

Содержание отчета.

1. Краткие сведения о назначении, области применения и эффективности автоматического повторного включения.
2. Принципиальная электрическая схема АПВ.
3. Временные диаграммы для выбора устройств АПВ.

Контрольные вопросы.

1. Назначение, область применения и эффективность АПВ.
2. Классификация устройств АПВ.
3. Чем обеспечивается однократность действия АПВ?
4. Почему в комплектном реле типа РПВ-58 должно быть использовано промежуточное реле с самоудерживанием?
5. Зачем в комплекте РПВ-58 предусмотрено реле времени? Какая на нем должна быть принята уставка для линий с односторонним питанием? Какая - с двухсторонним питанием?
6. В каких случаях используется цепь «запрета» АПВ?

ЛИТЕРАТУРА

1. Справочник по электроснабжению промышленных предприятий. Промышленные электрические сети / под общ. ред. А. А. Федорова, Г.В. Сербиновского. Москва, 1980.

2. Рунов, Ю.А. Электроснабжение промышленных и сельскохозяйственных предприятий / Ю. А. Рунов. Минск, 1998.

3. Руководящие материалы по проектированию электроснабжения сельского хозяйства. Ноябрь, 1981 // Методические указания по расчету электрических нагрузок в сетях 0,35-110 кВ сельскохозяйственного назначения. Москва, 1981.

4. Янукович, Г.И. Расчет электрических нагрузок в сетях сельскохозяйственного назначения / Г.И. Янукович. Минск, 2004.

5. Указания по определению электрических нагрузок в промышленных установках // Инструктивные указания по проектированию электротехнических промышленных установок, 1986. Москва, 1968. Вып. 6.

6. Янукович, Г.И. Расчет линий электропередачи сельскохозяйственного назначения / Г.И. Янукович. Минск, 2002.

7. Правила устройства электроустановок / Министерство топлива и энергетики Российской Федерации. Москва, 1998.

8. Будзко, И.А. Электроснабжение сельского хозяйства / И. А. Будзко, Т.Б. Лещинская, В.И. Сукманов. Москва, 2000.

9. Каганов, И.Л. Курсовое и дипломное проектирование по электроснабжению сельского хозяйства / И.Л. Каганов. Москва, 1990.

10. Харкута, К. С. Практикум по электроснабжению сельского хозяйства / К.С. Харкута, С.В. Яницкий, Э.В. Ляш. Москва, 1992.

11. ГОСТ 13109 - 97. Нормы качества электрической энергии в системах электроснабжения общего назначения. Москва, 1998.

12. Электротехнический справочник. В 3-х т. / под общ. ред. И.Н. Орлова [и др.]. Т.2: Электротехнические изделия и устройства. Москва, 1986.

13. Электротехнический справочник. В 3-х т. / под общ. ред. И.Н. Орлова [и др.]. Т.3: Производство и распределение электрической энергии. Москва, 1988.

14. Ульянов, С.А. Электромагнитные переходные процессы в электрических системах / С.А. Ульянов. Москва, 1970.

15. Справочник по проектированию электросетей в сельской местности / под ред. П.А. Каткова, В.И. Франгуляна. Москва, 1980.

16. Янукович, Г.И. Расчет токов короткого замыкания и выбор электрических аппаратов / Г.И. Янукович. Минск, 2007.

Приложение 1

Таблица П.1.1

Электрические сопротивления постоянному току
при температуре 20 °С

Номинальное сечение провода, мм ²	Сопротивления проводов, Ом/км			Провода сталеалюминиевые марки АС	
	марки (А, АКП, Ап, АпКН)	провод марки АН	провод марки АЖ	номинальное сечение провода (алюминий/сталь)	сопротивление провода Ом/км
16	1,8	1,91	2,07	16/2,7	1,77
25	1,14	1,21	1,33	25/4,2	1,146
35	0,83	0,884	0,96	35/6,2	0,773
50	0,576	0,614	0,665	50/8,0	0,592
70	0,412	0,439	0,475	70/11	0,42
95	0,308	0,326	0,354	95/16	0,299
120	0,246	0,26	0,283	120/19	0,245
150	0,194	0,206	0,223	150/19	0,195
185	0,157	0,167	0,181	185/24	0,154
240	0,12	0,128	0,139	-	-

Примечание. Приведенные в таблице сопротивления для практических расчетов электрических сетей можно принимать в качестве активных сопротивлений переменному току частотой 50 Гц.

Таблица П.1.2

Активные сопротивления проводов и кабелей

Площадь сечения, мм ²	Активные сопротивления, Ом/км		
	медных жил	алюминиевых жил	сталеалюминиевых жил
1	18,9	-	-
1,5	12,6	-	-
2,5	7,55	12,6	-
4	4,65	7,90	-
6	3,06	5,26	-
10	1,84	3,16	3,12
16	1,20	1,98	2,06
25	0,74	1,28	1,38
35	0,54	0,92	0,85
50	0,39	0,64	0,65
70	0,28	0,46	0,46
95	0,20	0,34	0,33
120	0,158	0,27	0,27
150	0,123	0,21	0,21
185	0,103	0,17	0,17
240	0,078	0,132	0,132
300	0,062	0,106	0,107
400	0,047		0,08

ПРИЛОЖЕНИЯ

Таблица П.1.3

Приближенные значения внешних индуктивных сопротивлений воздушных линий со сталеалюминиевыми проводами

Среднее геометрическое расстояние между проводами, мм	Внешнее индуктивное сопротивление (Ом/км) для линий с проводами сечением							
	35 мм ²	50 мм ²	70 мм ²	95 мм ²	120 мм ²	150 мм ²	185 мм ²	240 мм ²
2000	0,403	0,382	0,392	0,371	0,365	0,358	-	-
2500	0,417	0,406	0,369	0,385	0,379	0,372	0,365	0,357
3000	0,429	0,418	0,408	0,397	0,391	0,384	0,377	0,369
3500	0,438	0,427	0,417	0,406	0,400	0,398	0,386	0,378
4000	0,446	0,435	0,425	0,414	0,408	0,401	0,394	0,386
4500	-	-	0,433	0,422	0,416	0,409	0,402	0,394
5000	-	-	0,440	0,429	0,423	0,416	0,409	0,401
5500	-	-	0,446	0,435	0,429	0,442	0,415	0,407
6000	-	-	-	-	-	-	-	0,413

Таблица П.1.4

Приближенные значения внешних индуктивных сопротивлений для воздушных линий с проводами из меди, алюминия и стали

Среднее геометрическое расстояние между проводами, мм	Индуктивное сопротивление (Ом/км) для линий с проводами сечением														
	0	0	4	10	10	25	35	50	70	45	120	150	175	240	300
100	0,312	0,304	0,385	0,371	0,353	0,333	0,314	0,305	0,287	0,274					
150	0,354	0,345	0,411	0,397	0,379	0,359	0,340	0,331	0,312	0,303	0,287	0,274	0,267	0,257	0,247
200	0,375	0,365	0,424	0,413	0,394	0,374	0,355	0,346	0,327	0,317	0,301	0,287	0,277	0,267	0,257
250	0,394	0,383	0,420	0,413	0,394	0,374	0,355	0,346	0,327	0,317	0,301	0,287	0,277	0,267	0,257
300	0,403	0,392	0,443	0,422	0,403	0,383	0,364	0,355	0,336	0,326	0,310	0,296	0,286	0,276	0,266
350	0,414	0,400	0,443	0,422	0,403	0,383	0,364	0,355	0,336	0,326	0,310	0,296	0,286	0,276	0,266
400	0,414	0,400	0,443	0,422	0,403	0,383	0,364	0,355	0,336	0,326	0,310	0,296	0,286	0,276	0,266
450	0,414	0,400	0,443	0,422	0,403	0,383	0,364	0,355	0,336	0,326	0,310	0,296	0,286	0,276	0,266
500	0,414	0,400	0,443	0,422	0,403	0,383	0,364	0,355	0,336	0,326	0,310	0,296	0,286	0,276	0,266
550	0,414	0,400	0,443	0,422	0,403	0,383	0,364	0,355	0,336	0,326	0,310	0,296	0,286	0,276	0,266
600	0,414	0,400	0,443	0,422	0,403	0,383	0,364	0,355	0,336	0,326	0,310	0,296	0,286	0,276	0,266

Таблица П.1.5

Технические данные трансформаторов типа ТМ, ТМН и ТМФ напряжением 6...35/(0,4...10) кВ

Тип трансформатора	Номинальная мощность, кВА	Сочетание напряжений		Схема и группа соединений обмоток	Потери в холостом ходе		Потери в нагрузке		Сопротивление г., приведенное к 100°C		
		ВН	НН		р	УР	к ₁₀₀	к ₂₀			
ТМ	25	6; 10	0,4	У/Ун-0	130	135	600	4,5	3,2	0,29	3,11
				У/2Н-11			690	4,7		0,3	0,9
	У/Ун-0			175	190	880	4,5	0,18		1,949	
	У/л-11					11100	4,7	(МХИ)		0,57	
ТМ	40	6; 10	0,4	У/Ун-0	240	31,5	1280	4,5	2,8	0,115	1,257
				У/2Н-11			1470	4,7		0,119	0,36
	У/Ун-0			330	565	1970	4,5	0,072		0,779	
	У/2Н-11					2270	4,7	0,075		0,225	
ТМ; ТМФ	100	6; 10	0,4	У/Ун-0	420	465	1970	6,5	1,0	0,104	0,764
				У/2Н-11			2270	(..к)		0,107	
ТМ	Ш1	6; 10	0,4	У/Ун-0	510	565	2150	4,5	2,4	0,045	(1,47К)
				У/2Н-11			3100	4,7		0,047	0,15
ТМ	Ш1	35	0,4	У/Ун-0	620	700	2650	6,5	2,4	0,065	0,478
				У/2Н-11			3100	(..к)		0,06X	
ТМ; ТМФ	250	6; 10	0,4	У/Ун-0	740	820	3700	4,5	2,3	0,024	0,312
				У/2Н-11			4200	4,7		0,030	0,09
ТМ	250	35	0,4	У/Ун-0	900	1000	3700	6,5	2,3	0,042	0,305
				У/л-11			4200	(..X)		0,044	0,12
ТМТМФ; ТМН	400	6; 10	0,4	У/Ун-0	1050	1050	5500		2,1	0,018	(1,066)
				У/л-11			5900			0,026	0,141
ТМ; ТМН	400	35	0,4	У/Ун-0	1200	1350	5500	6,5	2,1	0,026	0,141
				У/2Н-11			5400			0,026	
ТМЛТМФ; ТМИ	МО	6; 10	0,4	У/Ун-0	1300	1560	7600	5,5	2,0	0,014	0,129
				У/2Н-11			8500			0,042	0,042
ТМ; ТМН	МО	35	0,4	У/Ун-0	1600	1900	7600	6,5	2,0	0,016	0,121
				У/Д-11			8500			0,042	
ТМ	100(1100) 2500	20; 35	6,3; 10,5	У/Д-11			2750	12200	6,5	1,4	-
							3650	18000			
							6800	25000			
ТМН	1000 1600 2500	35	6,3;	У/Д-11			2750	11600	6,5	1,4	-
							3650	16500			
							5100	23500			
ТМ; ТМН	4000 6300	35	6,3;	У/Д-11			6700	33500	7,5	1,0	ОЧ
							14000	46500			

Таблица П.1.6

Электродвигатели серии АИ

Марка	P_n , кВт	КПД, %	$\cos \Phi$	η_n , %	$M_{пуск}$ Мном	$I_{ном}$	Момент инерции, кг м ²	Уровень звука, дБ (А)	Масса, кг
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
3000 об/мин									
АИР71А2	0,75	78,5	0,83	6,0	2,1	6,0	0,00097	60	6,5
АИР71В2	1,10	79,0	0,83	6,5	2,1	6,0	0,0011	60	8,8
АИР80А2	1,50	81,0	0,85	5,0	2,1	7,0	0,0018	65	9,8
АИР80В2	2,20	83,0	0,87	5,0	2,0	7,0	0,0021	65	13,2
АИР90Б2	3,00	84,5	0,88	5,0	2,0	7,0	0,0035	68	16,7
АИР100В2	4,00	87,0	0,88	5,0	2,0	7,5	0,0059	68	21,6
АИР100Б2	5,50	88,0	0,89	5,0	2,0	7,5	0,0075	68	27,4
АИР112М2	7,50	87,5	0,88	3,5	2,0	7,5	0,01	75	4,1
АИР132М2	11,0	88,0	0,90	3,0	1,6	7,5	0,023	77	64
АИР160В2	15,0	88,5	0,88	3,0	1,6	7,0	0,039	80	100
АИР160М2	18,5	89,0	0,88	3,0	2,0	7,0	0,043	80	110
АИР180В2	22,0	90,0	0,88	2,7	2,0	7,0	0,057	81	160
АИР180М2	30,0	91,0	0,89	2,5	2,2	7,5	0,07	82	180
АИР200М2	37,0	91,5	0,87	2,0	1,6	7,0	0,13	82	220
АИР220Б2	45,0	92,0	0,88	2,0	1,8	7,5	0,14	82	240
АИР225М2	55,0	92,5	0,91	2,0	1,8	7,5	0,22	82	320
АИР250В2	75,0	93,0	0,9	2,0	1,8	7,5	0,41	85	425
АИР250М2	90,0	93,0	0,92	2,0	1,8	7,5	0,46	86	455
1500 об/мин									
АИР71А4	0,55	70,5	0,70	9,5	2,3	5,0	0,0013	56	7,8
АИР71В4	0,75	73,0	0,76	10,0	2,2	5,0	0,0014	56	8,8
АИР80А4	1,10	75,0	0,81	7,0	2,2	5,5	0,0032	56	9,9
АИР80В4	1,50	78,0	0,83	7,0	2,2	5,5	0,0033	58	12,1
АИР90Б4	2,20	81,0	0,83	7,0	2,1	6,5	0,0056	58	17,0
АИР100В4	3,00	82,0	0,83	6,0	2,0	7,0	0,0087	62	21,6
АИР100Б4	4,00	85,0	0,84	6,0	2,0	7,0	0,011	62	27,3
АИР112М4	5,50	86,5	0,86	4,5	2,0	7,0	0,017	65	41
АИР132М4	7,50	87,5	0,86	4,0	2,0	7,5	0,028	69	58
АИР132М4	11,0	87,5	0,87	3,5	2,0	7,5	0,04	69	70
АИР160В4	15,0	80,0	0,86	3,0	1,9	7,0	0,078	70	100
АИР160М4	18,5	80,5	0,89	3,0	1,9	7,0	0,1	70	110
АИР180В4	22,0	90,6	0,87	2,5	1,7	7,0	0,15	73	170
АИР180М4	30,0	91,5	0,87	2,0	1,7	7,0	0,19	74	190
АИР200М4	37,0	92,5	0,89	2,0	1,7	7,5	0,28	74	245
АИР200Б4	45,0	92,5	0,89	2,0	1,7	7,5	0,34	74	270
АИР225М4	55,0	93,0	0,89	2,0	1,7	7,0	0,51	45	335
АИР250В4	75,0	94,0	0,88	1,5	1,7	7,5	0,89	77	450
АИР250М4	90,0	94,0	0,89	1,5	1,5	7,5	1,1	78	480
АИР280В4	110	93,5	0,91	2,2	1,6	6,5	2,3	84	594
АИР280М4	132	94,0	0,93	2,2	1,6	6,5	2,5	84	752
АИР315В4	160	93,5	0,91	2,0	1,4	5,5	3,1	84	896
АИР315М4	200	94,5	0,92	2,0	1,4	5,5	3,6	84	1000
АИР355В4	150	94,5	0,92	2,0	1,4	7,0	6,0	86	1275
АИР355М4	315	94,5	0,92	2,0	1,4	7,0	7,0	86	1480

Окончание табл. П.1.6

1	2	3	4	5	6	7	8	9	1	0
1000 об/мин										
АИР71А6	0,37	65,0	0,65	8,5	2,2	4,5	0,0017	55	7,8	
АИР71В6	0,55	68,5	0,70	8,5	2,2	4,5	0,002	55	8,60	
АИР80А6	0,75	70,0	0,72	8,0	2,2	4,5	0,0031	55	11,6	
АИР80В6	1,10	74,0	0,74	8,0	2,2	4,5	0,0046	55	13,4	
АИР90Б6	1,50	76,0	0,72	7,5	2,2	6,0	0,0073	55	16,9	
АИР100Б6	2,20	81,0	0,74	5,5	2,2	6,0	0,013	55	22,8	
АИ112МА6	3,00	81,0	0,76	5,0	2,2	6,0	0,017	62	35,0	
АИРП2МВ6	4,00	82,0	0,81	5,0	2,2	6,0	0,021	62	40,4	
АИР132М6	7,50	85,5	0,81	4,0	2,2	7,0	0,058	67	68,0	
АИР160В6	11,0	86,0	0,83	3,0	2,7	6,5	0,12	63	100	
АИР160М6	15,0	87,0	0,85	3,0	2,7	6,5	0,15	67	120	
АИР180М6	18,5	89,5	0,85	2,0	2,4	6,5	0,12	67	180	
АИР200М6	22,0	90,0	0,83	2,0	2,4	6,5	0,36	67	225	
АИР200Б6	30,0	90,0	0,85	2,5	2,4	6,5	0,4	67	250	
АИР225М6	37,0	91,0	0,85	2,0	2,3	6,5	0,61	68	305	
АИР250В6	45,0	92,5	0,85	2,0	2,3	6,5	1,0	69	390	
АИР250М6	55,0	92,5	0,86	2,0	2,3	6,5	1,1	69	430	
АИР280В6	75,0	92,5	0,90	2,2	2,2	6,5	2,9	79	637	
АИР280М6	90,0	93,0	0,90	2,2	2,4	6,5	3,4	79	702	
АИР315В6	110	93,0	0,92	2,3	2,3	6,0	4,0	79	847	
АИР315М6	132	93,5	0,90	2,3	2,3	6,5	4,5	81	950	
АИР355В6	160	94,0	0,90	2,2	2,0	7,0	7,3	81	1136	
АИР355М6	200	94,5	0,90	2,2	2,0	7,0	8,8	81	3280	

Таблица П.1.7

Асинхронные электродвигатели 4А исполнения 1Р44

Марка	P_n , кВт	n , мин ⁻¹	I_n , А	КПД	$\cos \Phi$	M_p/M_n	I/Δ	I , кг-м ²
1	2	3	4	5	6	7	8	9
3000 об/мин								
4АА56А2	0,18	2800	0,54	66,0	0,76	2,0	4,0	0,0016
4АА56В2	0,25	2770	0,74	68,0	0,77	2,0	4,0	0,0018
4АА63Л2	0,37	2750	0,93	70,0	0,86	2,0	4,5	0,0030
4АА63В2	0,55	2740	1,33	73,0	0,86	2,0	4,5	0,0036
4А71А2	0,75	2840	1,70	77,0	0,87	2,0	5,5	0,0039
4А71В2	1,10	2850	2,50	77,5	0,87	2,0	5,5	0,0042
4А80А2	1,50	2850	3,30	81,0	0,85	2,1	6,5	0,0073
4А80В2	2,20	2850	4,70	83,0	0,87	2,0	6,5	0,0085
4А90Б2	3,00	2840	6,10	85,0	0,88	2,1	6,5	0,0141
4 А100В2	4,00	2880	7,20	86,5	0,89	2,0	7,5	0,0237
4А100Б2	5,50	2880	10,5	87,5	0,91	2,0	7,5	0,03

Продолжение табл. П.1.7

1	2	3	4	5	6	7	8	9
4Aн2M2	7,50	2900	14,9	87,5	0,88	2,0	7,5	0,04
4A132M2	11,0	2900	21,2	88,0	0,90	1,7	7,5	0,09
4A16082	15,0	2940	28,5	88,0	0,91	1,4	7,0	0,19
4A160M2	18,5	2940	34,5	88,5	0,92	1,4	7,0	0,21
4A18082	22,0	2945	41,7	88,5	0,91	1,4	7,5	0,28
4A180M2	30,0	2945	56,0	90,5	0,92	1,4	7,5	0,34
4A200M2	37,0	2945	70,0	90,0	0,89	1,4	7,5	0,58
4A200Б2	45,0	2945	84,0	91,0	0,90	1,4	7,5	0,67
4A225M2	55,0	2945	100	91,0	0,92	1,4	7,5	1,0
4A25082	75,0	2960	141	91,0	0,89	1,2	7,5	1,86
4A250M2	90,0	2960	166	92,0	0,90	1,2	7,5	2,08
4A28082	110	2970	206	91,0	0,89	1,2	7,0	4,36
4A280M2	132	2970	247	91,5	0,89	1,2	7,0	4,76
4A31582	160	2970	294	92,0	0,90	1,2	6,5	5,6
4A315M2	200	2970	365	92,5	0,90	1,2	7,0	6,5
4A35582	250	2970	458	92,5	0,90	1,0	7,0	11,4
1500 об/мин								
4AA56B4	0,18	1365	0,67	64,0	0,64	2,1	3,5	0,0031
4AA63A4	0,25	1380	0,86	68,0	0,65	2,0	4,0	0,0049
4AA63B4	0,37	1365	0,20	68,0	0,69	2,0	4,0	0,0055
4A71A4	0,55	1390	1,70	70,5	0,70	2,0	4,5	0,0052
4A71B4	0,75	1390	2,10	72,0	0,73	2,0	4,5	0,0057
4A180M4	1,10	1420	2,70	75,0	0,81	2,0	5,0	0,013
4A80B4	1,59	1415	3,50	77,0	0,83	2,0	5,0	0,013
4A90Б4	2,20	1425	5,00	80,0	0,83	2,1	6,0	0,022
4A10084	3,00	1435	6,70	82,0	0,83	2,0	6,0	0,034
4A100Б	4,00	1430	8,60*	84,0	0,84	2,0	6,0	0,045
4A112M4	5,50	1445	11,5	85,5	0,85	2,0	7,0	0,070
4A13284	7,50	1455	15,2	87,5	0,86	2,0	7,5	0,11
4A132M4	11,0	1460	22,0	87,5	0,87	2,0	7,5	0,16
4A16084	15,0	1465	29,3	88,5	0,88	1,4	7,0	0,41
4A160M4	18,4	1465	35,8	89,5	0,88	1,4	7,0	0,51
4A18084	22,0	1470	41,4	90,0	0,90	1,4	6,5	0,76
4A80A4	30,0	4470	56,1	90,0	0,90	1,4	6,5	0,88
4A200M4	37,0	1475	68,7	91,0	0,90	1,4	7,0	1,47
4A200Б	45,0	1475	83,0	92,0	0,90	1,4	7,0	1,79
4A225M4	55,0	1480	101	92,5	0,90	1,2	7,0	2,56
4A25084	75,0	1480	136	93,0	0,90	1,2	7,0	4,08
4A250M4	90,0	1480	162	93,0	0,91	1,2	7,0	4,67
4A28084	110	1470	200	92,5	0,90	1,2	5,5	9,2
4A280M4	132	1480	240	93,0	0,90	1,3	5,5	9,9

Продолжение табл. П.1.7

1	2	3	4	5	6	7	8	9
4A31584	160	1480	287	93,5	0,91	1,3	6,0	12,3
4A315M4	200	1480	352	94,0	0,92	1,3	6,0	14,5
4A35584	250	1485	438	94,5	0,92	1,2	7,0	24,0
4A355M4	315	1485	552	94,5	0,92	1,2	7,0	28,2
1000 об/мин								
4A63A6	0,18	885	0,80	56,0	0,62	2,0	3,0	0,0069
4A63B6	0,25	890	1,04	69,0	0,69	2,2	3,0	0,0086
4A1A6	0,37	910	1,30	64,5	0,69	2,0	4,0	0,0067
4A71B6	0,55	900	1,74	67,5	0,71	2,0	4,0	0,0081
4A80A6	0,76	915	2,24	69,0	0,74	2,0	4,0	0,0185
4A80B6	1,10	920	3,05	74,0	0,74	2,0	4,0	0,0184
4A90Б6	1,50	935	4,10	75,0	0,74	2,0	4,5	0,029
4A100Б6	2,20	950	5,65	81,0	0,73	2,0	5,0	0,052
4A112M6	3,00	955	7,40	81,0	0,76	2,0	6,0	0,070
4A112MB6	4,00	I 950	9,15	82,0	0,81	2,0	6,0	0,08
4A13286	5,50	965	12,2	85,0	0,80	2,0	6,5	0,16
4A132M6	7,50	970	16,5	86,0	0,81	2,0	6,5	0,23
4A16086	11,0	975	22,6	86,0	0,86	1,5	6,0	0,55
4A160M6	15,00	975	30,0	87,5	0,87	1,5	6,0	0,73
4A180M6	18,50	975	36,6	88,0	0,87	1,5	5,0	0,88
4A200M6	22,00	975	41,4	90,0	0,90	1,5	6,5	1,60
4A200Б6	30,00	980	56,0	90,5	0,90	1,3	6,5	1,81
4A225M6	37,0	980	69,5	91,0	0,89	1,2	6,5	2,95
4A25086	45,00	985	84,0	91,5	0,89	1,2	6,5	4,63
4A250M6	55,00	985	103	91,5	0,89	1,2	6,5	5,04
4A280M6	75,00	985	140	92,0	0,89	1,4	6,5	11,7
4A28086	90,00	985	165	92,5	0,89	1,4	6,5	13,5
4A31586	110,0	985	199	93,0	0,90	1,4	6,5	16,0
4A315M6	132,0	985	239	93,5	0,90	1,4	6,5	18,0
4A35586	160,0	985	291	93,5	0,90	1,4	6,5	29,3
4A355M6	200,0	985	362	94,0	0,90	1,4	6,5	35,2
750 об/мин								
4A71B8	0,25	680	1,05	56,0	0,65	1,6	3,0	0,0074
4A80A8	0,37	675	1,42	31,5	0,65	1,6	3,5	0,013
4A80B8	0,55	700	2,00	64,0	0,65	1,6	3,5	0,0162
4A90Б	1,1	700	2,70	68,0	0,62	1,6	3,5	0,027
4A100Б8	1,5	700	4,8	70,0	0,68	1,6	4,0	0,034
4A112MA8	2,2	700	6,20	74,0	0,65	1,6	5,0	0,052
4A112MB8	3,0	700	7,80	76,5	0,71	1,9	5,0	0,07
4A13288	4,0	700	10,4	79,0	0,74	1,9	5,5	0,1
4A113M8	5,5	720	13,7	83,0	0,70	1,9	5,5	0,17

1	2	3	4	5	6	7	8	9
4A16088	7,5	720	17,7	86,0	0,74	1,9	5,5	0,23
4A160M8	11,0	730	25,7	87,0	0,75	1,4	6,0	0,55
4A180M8	15,0	730	32,0	87,0	0,75	1,4	6,0	0,72
4A180M8	18,5	730	37,8	88,5	0,82	1,2	6,0	1,0
4A200B8	22,0	735	45,0	88,5	0,84	1,2	5,5	1,6
4A225M8	30,0	730	62,4	88,5	0,84	1,2	5,5	1,81
4A25088	37,0	735	75,0	90,0	0,84	1,2	5,5	2,95
4A250M8	45,0	735	89,6	90,0	0,81	1,3	6,0	4,62
4A28088	55	735	108	92,0	0,84	1,2	5,5	12,7
4A280M8	75	735	146	92,5	0,85	1,2	5,5	16,5
4A31588	90	740	173	93,0	0,85	1,2	6,5	19,7
4A315M8	110	740	211	93,0	0,85	1,2	6,5	23,4
4A35588	132	740	253	93,5	0,85	1,2	6,5	36,2

Таблица П.1.8

Значения моментов сопротивления трогания, максимальных моментов и коэффициентов загрузки некоторых механизмов, применяемых в сельскохозяйственном производстве

Наименование механизмов	Момент сопротивления троганию,						Максимальный момент	Коэффициент загрузки
	пуск без нагрузки			пуск под нагрузкой				
	Нм	отн.ед.	Нм	отн.ед.	отн.ед.			
Вентиляторы пропеллерные, дисковые	-	-	-	0,3	-	1,5	-	
Вентиляторы центробежные	-	0,3	-	0,3	-	1,5	-	
Дробилка кормов УДКТ-ВИЭСХ	5	-	-	-	14	-	-	
Измельчитель грубых кормов ИГК-30	3	0,1	-	-	17	-	-	
Измельчитель кормов «Волгарь-5»	12	0,1	-	-	10	-	-	
Корнерезка РКР-2,0	3	-	-	-	3	-	-	
Компрессоры центробежные	-	0,3	-	0,3	-	1,5	-	
Компрессоры поршневые	-	0,4	-	-	-	1,4	-	
Лесопильные рамы	-	1,0	-	-	-	1,5	-	
Пилы ленточные	-	1,5	-	-	-	2,5	-	
Мельницы стержневые	-	-	-	1,75	-	1,75	-	
ДМГ-0,5	3,5	-	-	-	-	-	0,9	
Молотилка льняного вороха МВ-2,5	43	0,5	-	-	-	-	0,8	
Насосы поршневые вакуумные	-	0,4	-	-	-	1,4	-	
Насосы центробежные	-	0,3	-	0,3	-	1,5	-	
Раздатчики кормов УЗК-2500	10,8	-	-	-	-	-	0,8	
Соломосилосорезка РСС-6	1,7	-	-	-	-	14	-	
Транспортер уборки навоза ТН 4,5	24,2	-	-	-	-	-	0,46	
Транспортер уборки зерна ленточный	12,7	-	-	-	-	-	0,8	

Примечание. Если в таблице нет данных для рассматриваемого механизма, то можно применить данные аналогичного механизма

Мачтовая трансформаторная подстанция типа МТП мощностью 25-100 кВ*А, напряжением 6 (10) кВ

Мачтовые трансформаторные подстанции (МТП) представляют собой однотрансформаторные подстанции наружной установки (рис. П.2.1). Они служат для приема электрической энергии трехфазного переменного тока частоты 50 Гц напряжением 6 или 10 кВ, ее преобразования в электроэнергию напряжением 0,4 кВ и электроснабжения сельскохозяйственных потребителей, отдельных населенных пунктов, небольших промышленных объектов и других потребителей в районах с умеренным климатом (температура от -45 °С до +40 °С).

Технические данные МТП представлены в таблице П.2.1.

Таблица П.2.1

Технические данные МТП

Номинальная мощность трансформатора, кВ-А	25	40	63	100	
Номинальное напряжение на стороне ВН, кВ	6 (10)				
Номинальное напряжение на стороне НН, кВ	0,4				
Номинальный ток отходящих линий, А	№ 1	31	5	4	0
	№ 2	31,5	6	3	100
	№ 3	-		40	80
	уличного освещения	16			
Группа соединения трансформатора	У/Ун-0				

Следует отметить, что МТП подключается к линии электропередачи посредством разъединителя, который устанавливается на ближайшей опоре. Размещение шкафа РУНН и высоковольтного оборудования производится в соответствии с типовыми проектами. В комплекте с МТП поставляется разъединитель, силовой трансформатор, высоковольтные разрядники и предохранители.

Принципиальная электрическая схема подстанции представлена на рисунке П.2.2.

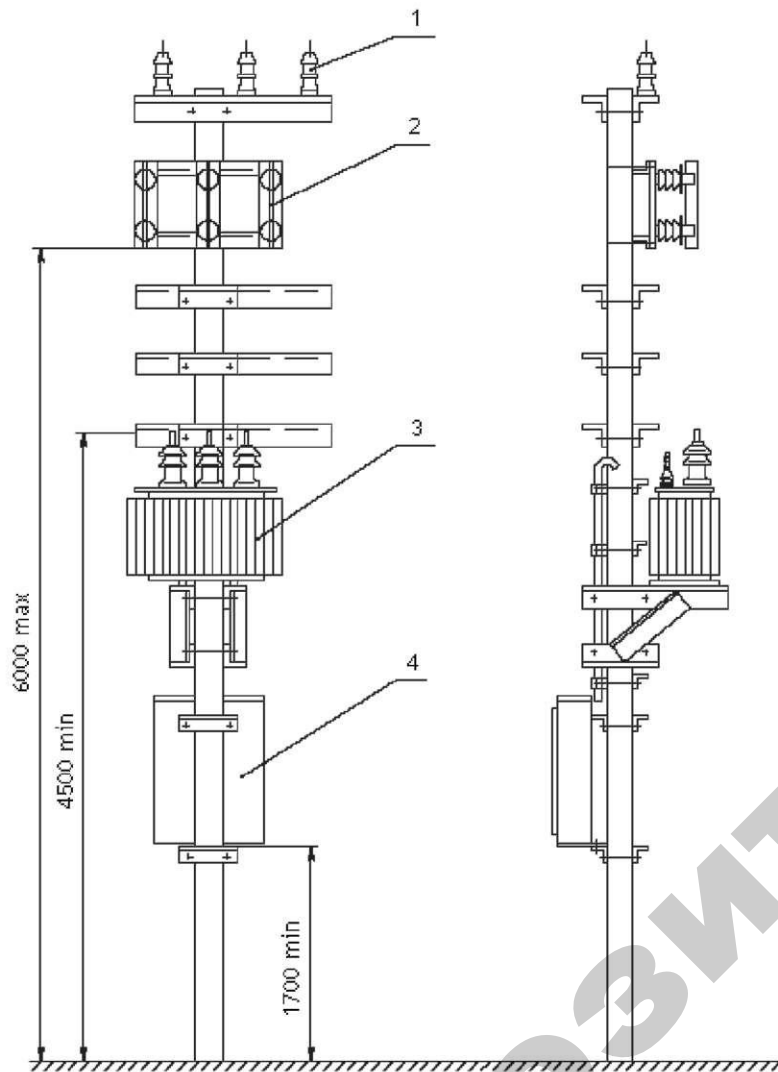
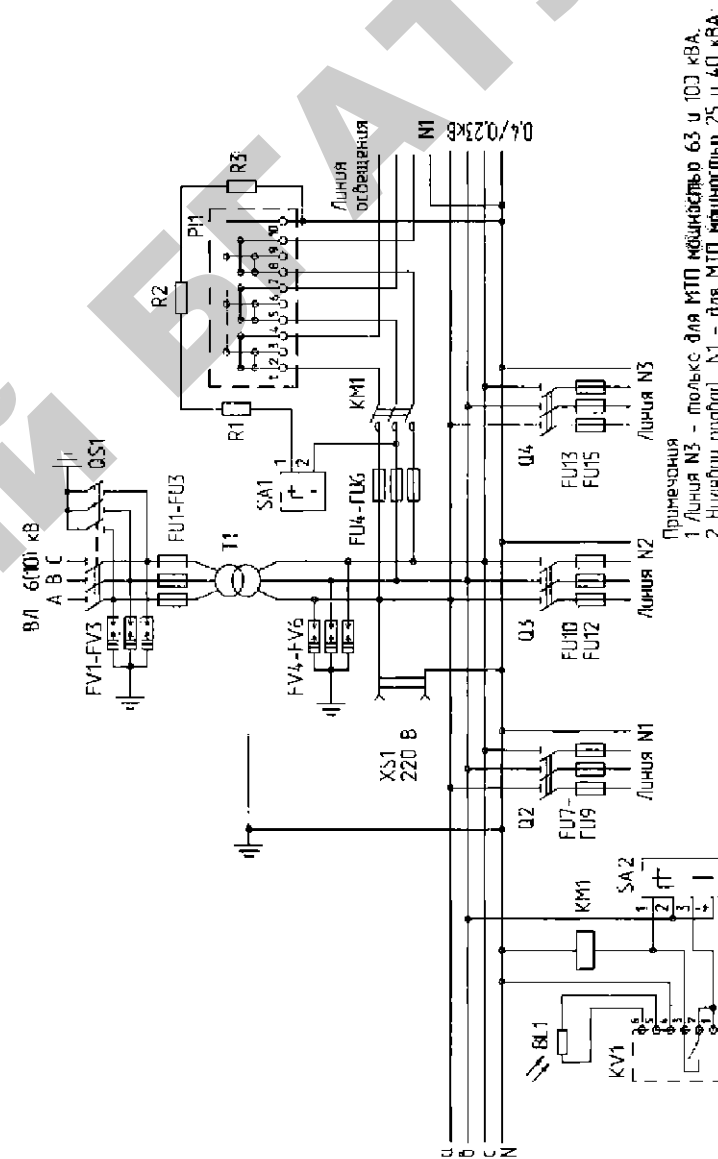


Рис. П.2.1. Мачтовая трансформаторная подстанция типа МТП мощностью 25 -100 кВ-А напряжением 6 (10) кВ:
 1 - разрядники высоковольтные, 2 - предохранитель высоковольтный,
 3 - трансформатор силовой, 4 - распределительное устройство низкого напряжения



Примечания
 1 Линия N3 - только для МТП мощностью 63 и 100 кВА,
 2 Нугеболы пробов N1 - для МТП мощностью 25 и 40 кВА;

Приложение 3

Мачтовая трансформаторная подстанция однофазная МТПО-10/6(10)/0,23

Мачтовая трансформаторная подстанция однофазная мощностью 10 кВ-А представляет собой одотрансформаторную подстанцию наружной установки (рис. П.3.1). Она служит для приема электрической энергии однофазного переменного тока частоты 50 Гц, напряжением 6 или 10 кВ, преобразования ее в электроэнергию однофазного переменного тока напряжением 0,23 кВ и снабжения ею фермерских хозяйств, садоводческих участков, населенных пунктов и других потребителей сельского хозяйства в районах с умеренным климатом (температура от -45 C до $+40\text{ }^{\circ}\text{C}$).

Подключается МТПО к ЛЭП посредством разъединителя, который устанавливается на ближайшей концевой опоре и поставляется комплектно с МТПО. Размещение шкафа РУНН и высоковольтного оборудования (предохранителей, разрядников и силового трансформатора) производится в соответствии с типовыми проектами. В комплекте с МТПО поставляются металлоконструкции для установки шкафа РУНН, силового трансформатора, высоковольтных вентильных разрядников и высоковольтных предохранителей. Подстанция МТПО выпускается в исполнении с двумя отходящими фидерами на токи 25 А и с одним отходящим фидером на ток 40 А.

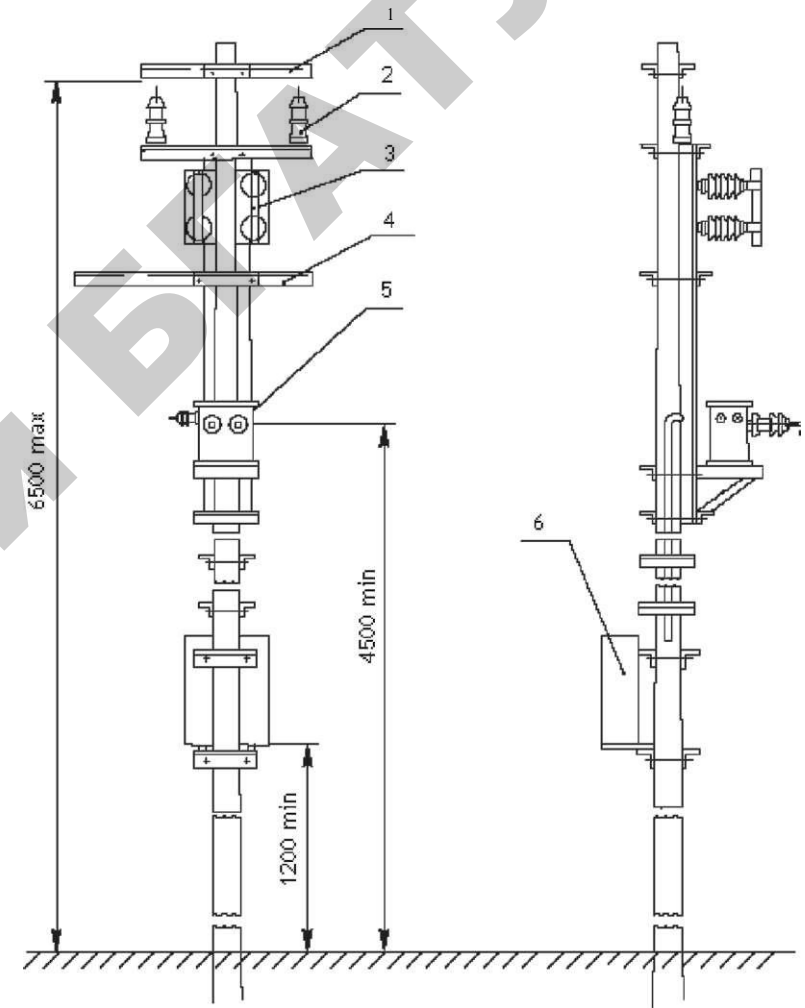


Рис. П.3.1. Мачтовая трансформаторная подстанция однофазная МТПО-10/6(10)/0,23:
1 - линия высокого напряжения; 2 - разрядники высоковольтные,
3 - предохранитель высоковольтный, 4 - линия низкого напряжения;
5 - трансформатор силовой,
6 - распределительное устройство низкого напряжения

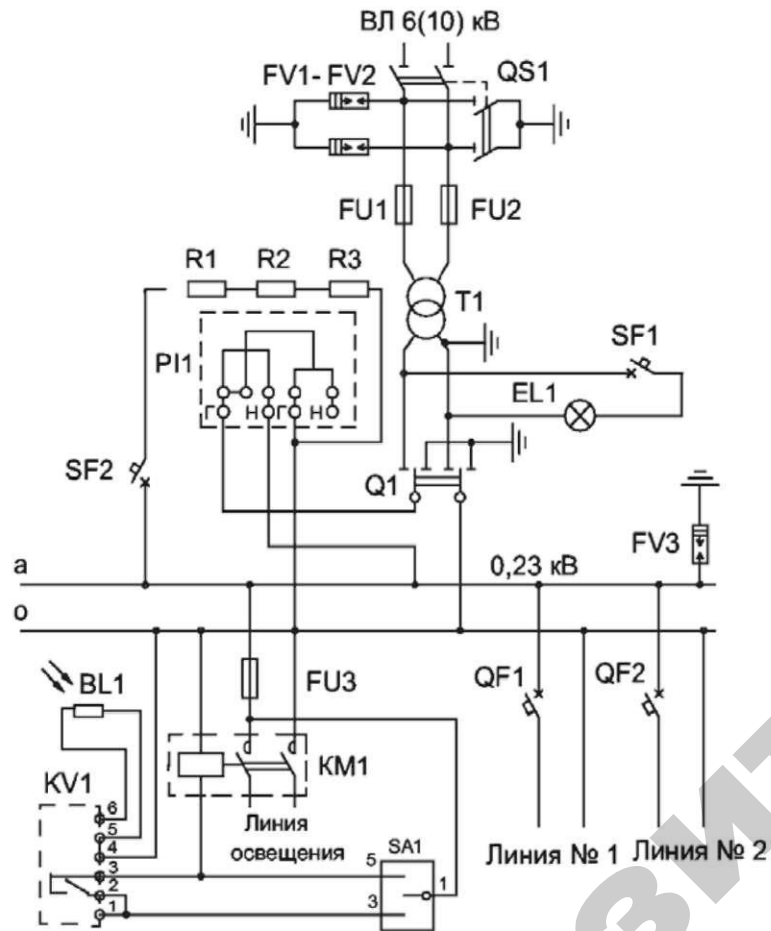


Рис. П.3.2. Схема электрическая принципиальная мачтовой трансформаторной подстанции однофазной МТПО-10/6(10)/0,23

КТП тупикового и проходного типа мощностью 63-400 кВ*А, напряжением 6 (10) кВ

Комплектные трансформаторные подстанции представляют собой однотрансформаторные подстанции наружной установки и служат для приема электрической энергии трехфазного переменного тока частоты 50 Гц, напряжением 6 или 10 кВ, преобразования в электроэнергию напряжением 0,4 кВ и снабжения ею потребителей в районах с умеренным климатом (температура от -45 °С до +40 °С). Выполняется КТП с кабельными или воздушными вводами и выводами в различных сочетаниях (рисунки П.4.1, П.4.2). При воздушном вводе КТП подключается к ЛЭП посредством разъединителя, который поставляется комплектно с КТП и устанавливается на ближайшей опоре.

В КТП на отходящих линиях установлены стационарные автоматы. Патроны высоковольтных предохранителей установлены внутри шкафа КТП. Подстанции обеспечивают учет активной электрической энергии. В КТП имеются электрические и механические блокировки, обеспечивающие безопасную работу обслуживающего персонала. В КТП имеется фидер наружного уличного освещения, который включается и отключается автоматически. Для создания нормальных условий работы низковольтной аппаратуры схемой предусмотрен обогрев.

Технические данные КТП представлены в таблице П.4.1.

Таблица П.4.1

Технические данные КТП

Наименование параметра	Значение параметра									
	ТМГ									
Тип трансформатора	ТМГ									
Номинальная мощность трансформатора, кВ-А	63	100	160	250	400					
Схема и группа соединения обмоток трансформатора	У/Ун-0									У/Ун-0 Д/Ун-11
Номинальное напряжение на стороне ВН, кВ	6	10	6	10	6	10	6	10	6	10
Номинальный ток предохранителя на стороне ВН, А	16,0	10,0	20,0	16,0	31,5	20,0	50,0	31,5	80	50

Окончание табл. П.4.1

Номинальное напряжение на стороне НН, кВ		0,4			
Номинальные токи отходящих линий, А	№ 1	25	40	80	100
	№ 2	25	40	80	100 160
	№ 3	63	100	160	200
	№ 4	40	80	100	160 200
	№ 5	40			
	№ 6	63			
	уличное освещение	16; 25			

Принципиальные электрические схемы КТП представлены на рисунках П.4.3, П.4.4.

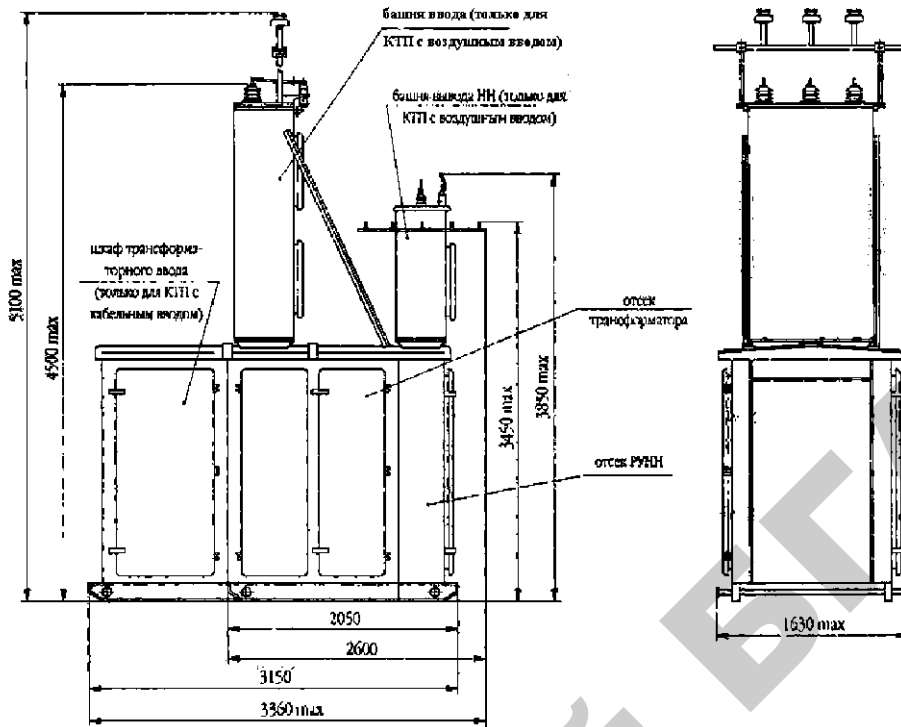
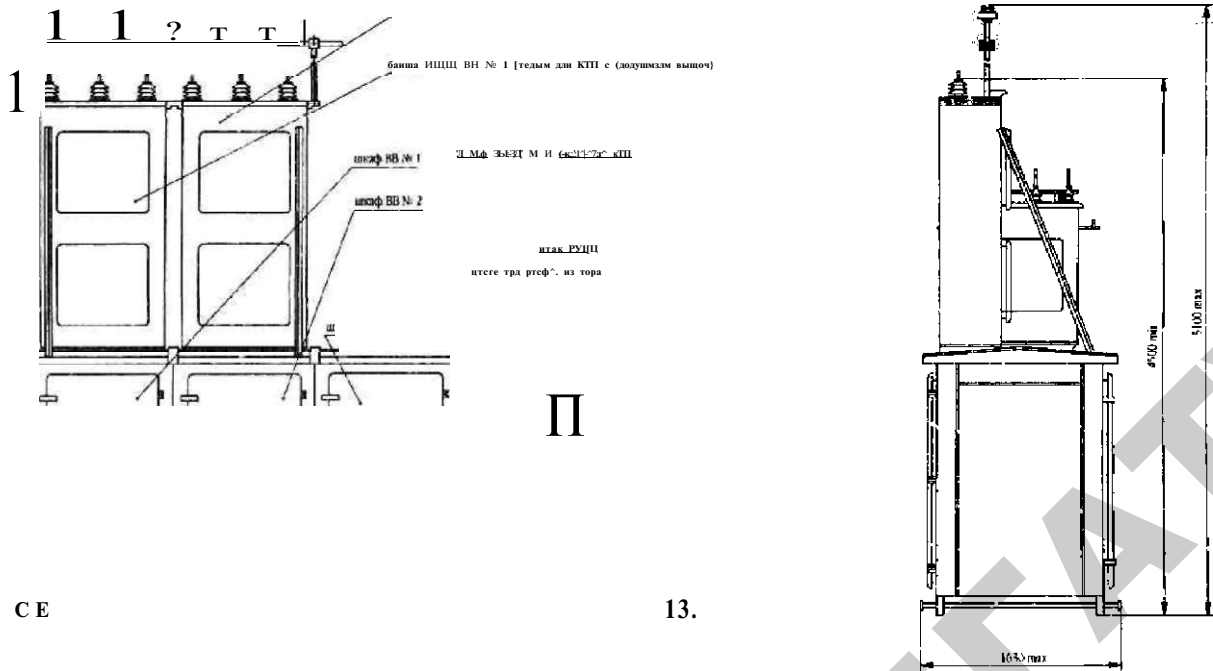


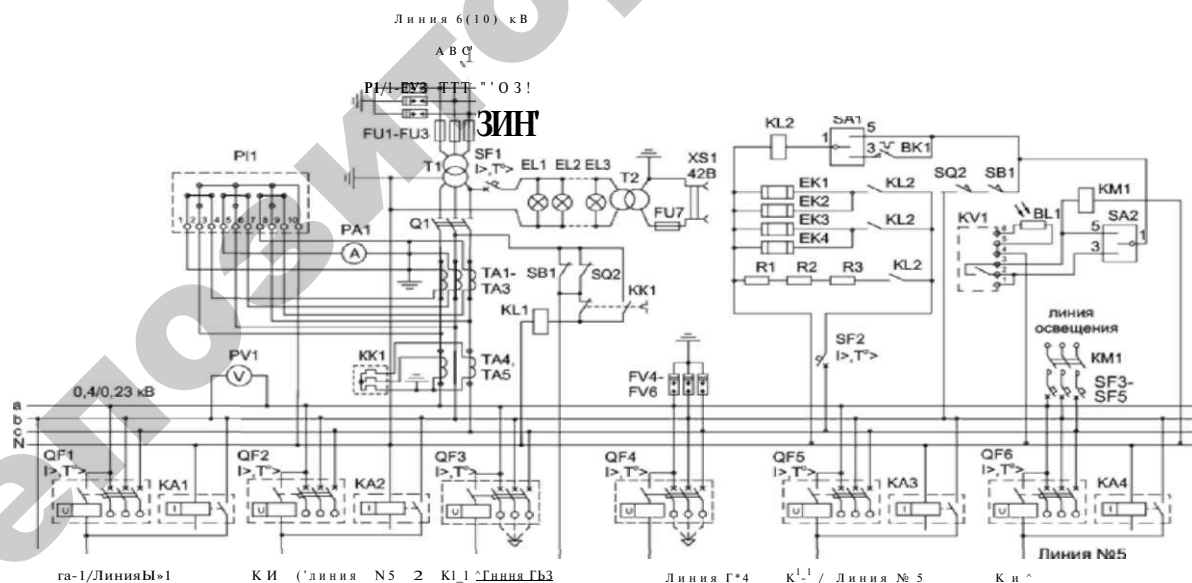
Рис. 11.4.1. КТП 63–400 кВ·А тушикового типа с воздушным (кабельным) вводом ВН и воздушно-кабельными выводами НН напряжением 6 (10) кВ



С Е

13.

Рис. ПЛ.2. КТП 63-400 кВ-А проходного типа с воздушным (кабельным) вводом ВН и воздушно-кабельными выводами НН напряжением 6 (10) кВ



Примечания:

- 1 В КТПТАС с кабельным вводом отсутствуют РУ1.. ТУ3.
- 2 В КТПТАС только с кабельными выводами отсутствуют КА1.. .КА4, РУ4.. .РУ6.
- 3 Линии N3 и N4 - только с кабельными выводами.
- 4 В КТПТАС с воздушным вводом отсутствуют 8В1, ЕБ3, ЕБ4, 8А5 и 8А6.
- 5 ЕБ КТПТАС только в 400 кВ-А

Рис. П.4.3. Схема электрическая принципиальная КТПТ 63^100 кВ-А

**КТП тупикового и проходного типа мощностью
400 и 630 кВ*А, напряжением 6 (10) кВ.**

Комплектные трансформаторные подстанции представляют собой однотрансформаторные подстанции наружной установки (рисунки П.5.1, П.5.2). Они служат для приема электрической энергии трехфазного переменного тока частоты 50 Гц, напряжением 6 или 10 кВ, ее транзита (КТП проходного типа), преобразования в электроэнергию напряжением 0,4 кВ и снабжения ею потребителей в районах с умеренным климатом (температура от -45 °С до +40 °С). Подключается КТП с воздушным вводом к ЛЭП посредством разъединителя, который устанавливается на ближайшей опоре ЛЭП.

Особенности КТП:

- 1) наличие в шкафу трансформатора естественной вентиляции, обеспечивающей охлаждение силового трансформатора;
- 2) РУНН выполнено с двухсторонним обслуживанием;
- 3) наличие устройства, позволяющего закатывать и выкатывать трансформатор из шкафа трансформатора;
- 4) на отходящих линиях установлены автоматические выключатели выдвижного исполнения.

Подстанция обеспечивает учет активной электрической энергии. Для создания нормальных условий работы счетчика схемой предусмотрен его обогрев. В КТП имеется фидер наружного освещения с автоматическим включением и отключением. Ввод на стороне ВН - воздушный или кабельный, выводы отходящих линий НН - кабельные. В КТП имеются электрические и механические блокировки, обеспечивающие безопасную работу обслуживающего персонала. Устанавливаются КТП на фундаменте или утрамбованной площадке. Имеется возможность на базе конструкции проходных и тупиковых КТП комплектовать двухтрансформаторные КТП.

Технические данные КТП представлены в таблице П.5.1.

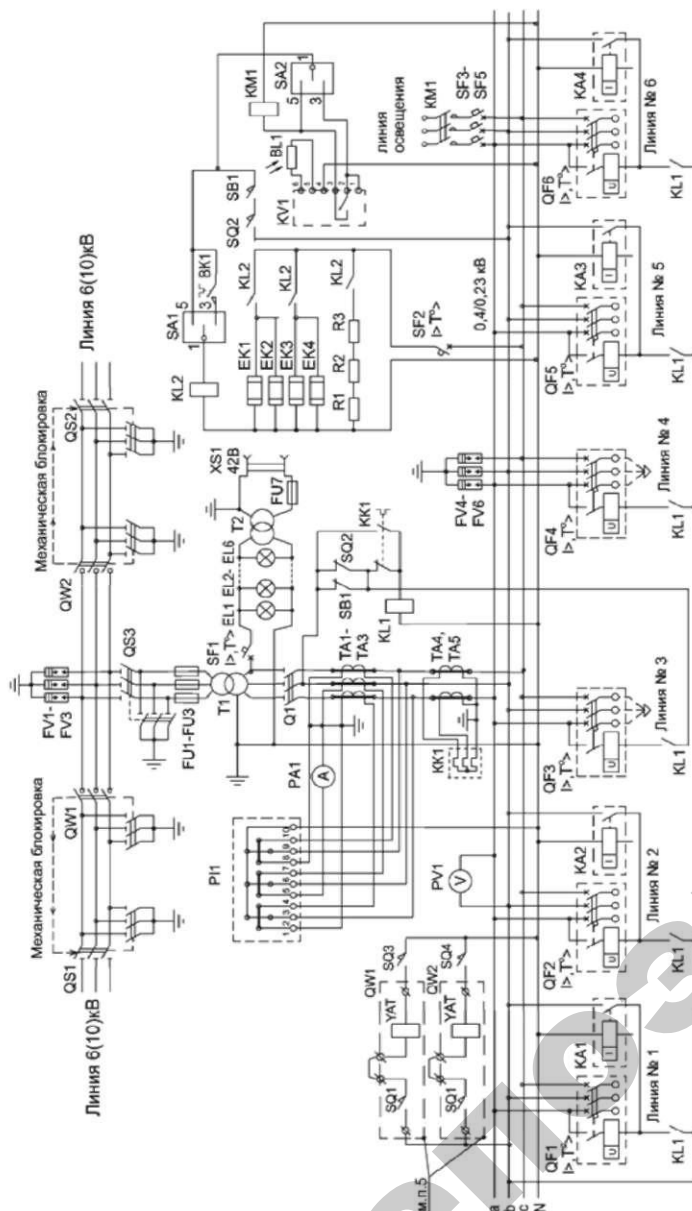
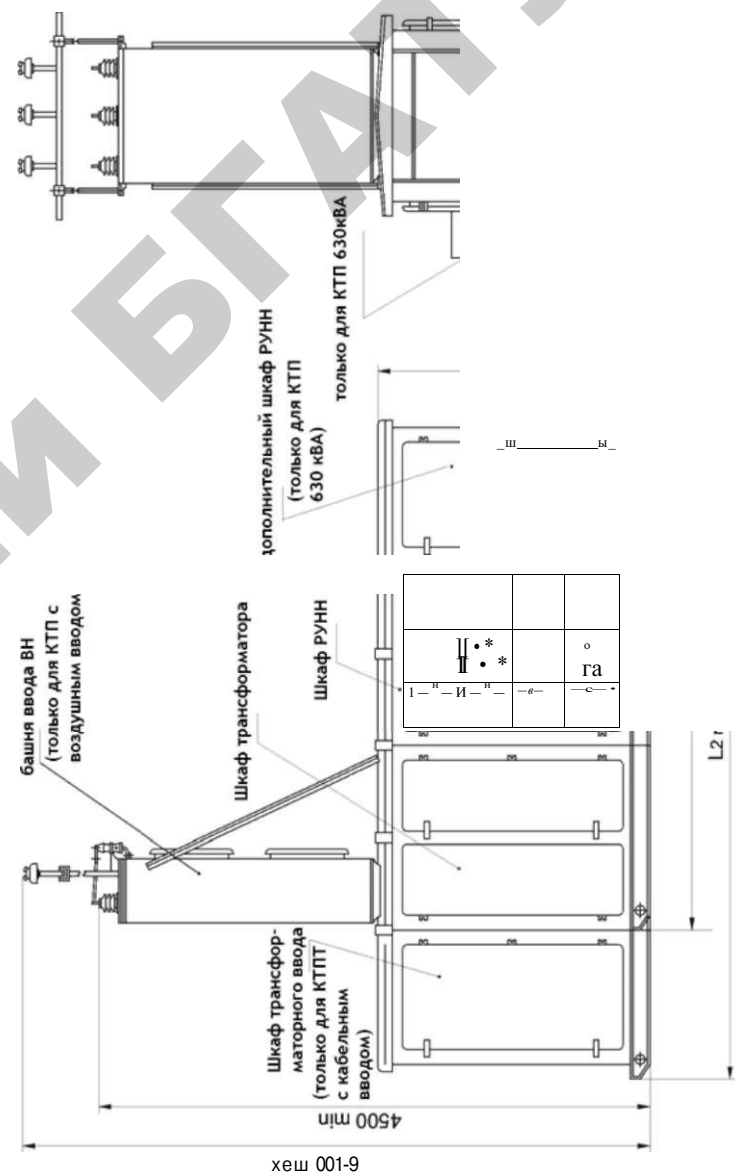


Таблица П.5.1

Технические данные КТП

Параметры		Значения параметров				
		КТП-400		КТП-630		
Тип трансформатора		ТМГ-400		ТМГ-630		
Схема и группа соединения обмоток трансформатора		У/Ун-0 А/Ун-11				
Номинальная мощность трансформатора, кВ-А		400		630		
Номинальное напряжение на стороне ВН, кВ		6	10	6	10	
Номинальный ток трансформатора на стороне ВН, А		38,5	23,1	60,69	36,4	
Номинальный ток плавкой вставки предохранителя ВН, А		80	50	100	80	
Номинальное напряжение на стороне НН, кВ		0,4				
Номинальный ток трансформатора на стороне НН, А		577,4		910,4		
Номинальный ток отходящих линий, А		№ 1		400		
		№ 2		200		
		№ 3		160		
		№ 4		100		
		№ 5		100		
		№ 6		-	400	
		№ 7		-	250	
		№ 8		-	160	
		линия освещения		16		

Принципиальные электрические схемы представлены на рисунках П.5.3, П.5.4.



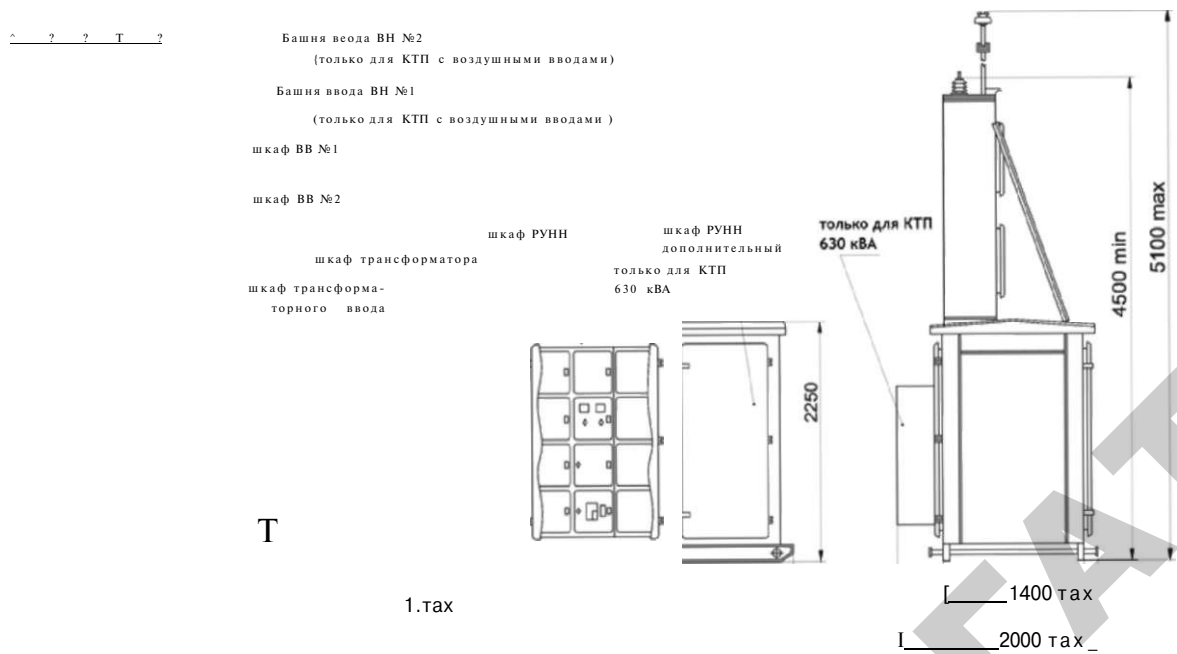


Рис. П. 5.2. КТПП (проходного типа) с воздушным (кабельным) вводом

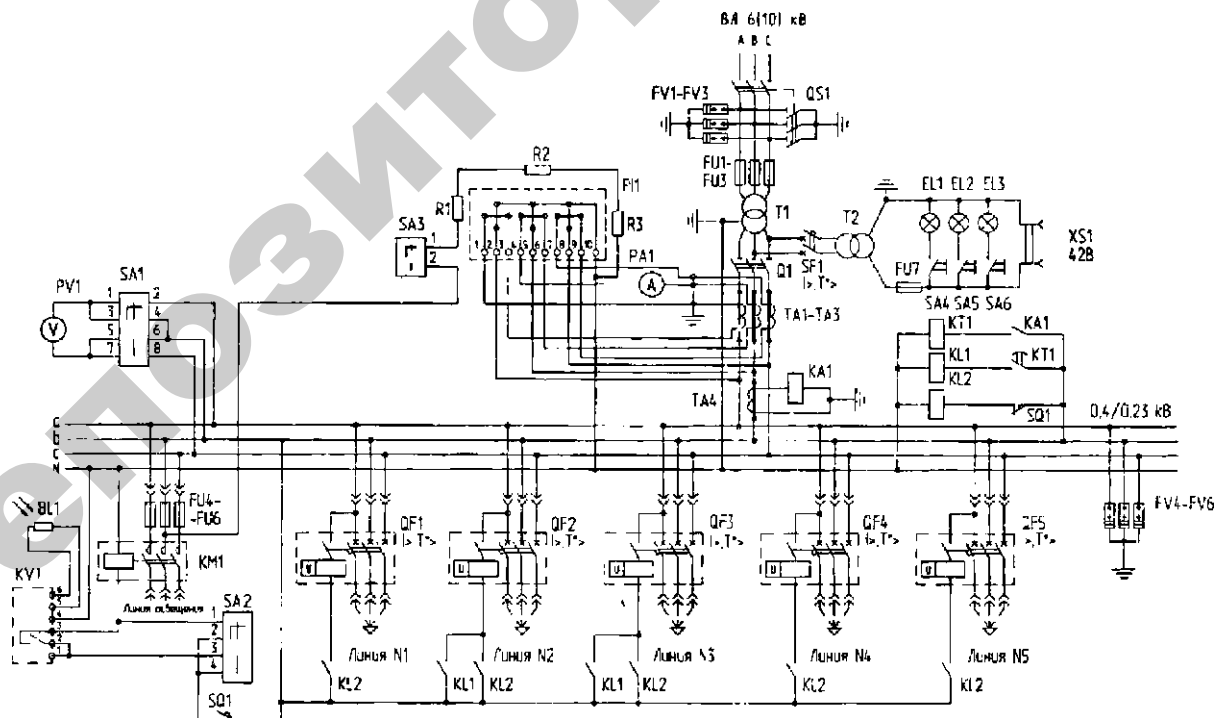


Рис. П. 5.3. Схема электрическая принципиальная КТПП мощностью 400 кВА

**КТП тупикового типа мощностью 630 и 1000 кВ*А,
напряжением 6 (10) кВ**

Данная КТП предназначена для приема электрической энергии трехфазного переменного тока частоты 50 Гц, напряжением 6 или 10 кВ, преобразования в электроэнергию напряжением 0,4 кВ и снабжения ею отдельных населенных пунктов и промышленных объектов в районах с умеренным климатом (температура от -45 °С до +40 °С).

Высоковольтный ввод в подстанцию - кабельный или воздушный, выводы линии 0,4 кВ - кабельные или воздушно-кабельные (рис. П.6.1).

На отходящих линиях установлены автоматические выключатели стационарного исполнения. В схеме предусмотрен учет активной и реактивной электрической энергии, а также обогрев для создания нормальных условий работы низковольтной аппаратуры.

Схемой КТП предусмотрена установка газовой защиты и манометрического термометра (по желанию заказчика). В КТП имеется фидер наружного уличного освещения, который включается и отключается автоматически. В КТП имеются электрические и механические блокировки, обеспечивающие безопасную работу обслуживающего персонала.

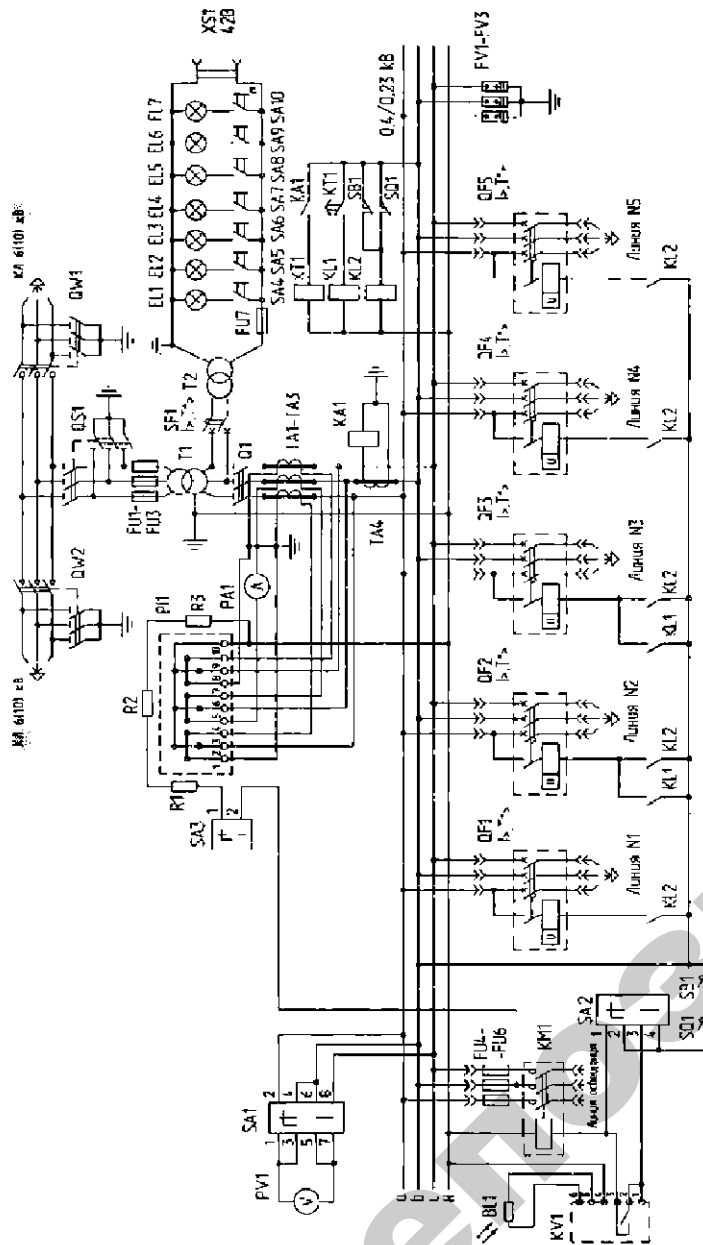
Значения номинальных токов линий представлены в таблице П.6.1.

Таблица П.6.1

Номинальные токи линий

Номер фидера	Номинальный ток отходящих линий, А	
	630 кВ-А	1000 кВ-А
№ 1	160	
№ 2	250	
№ 3	100	
№ 4	160	
№ 5	100	
№ 6	100	
№ 7	250	630
№ 8	250	
№ 9	320	
№ 10	250	400
Линия освещения	25	

Принципиальная электрическая схема представлена на рисунке П.6.2.



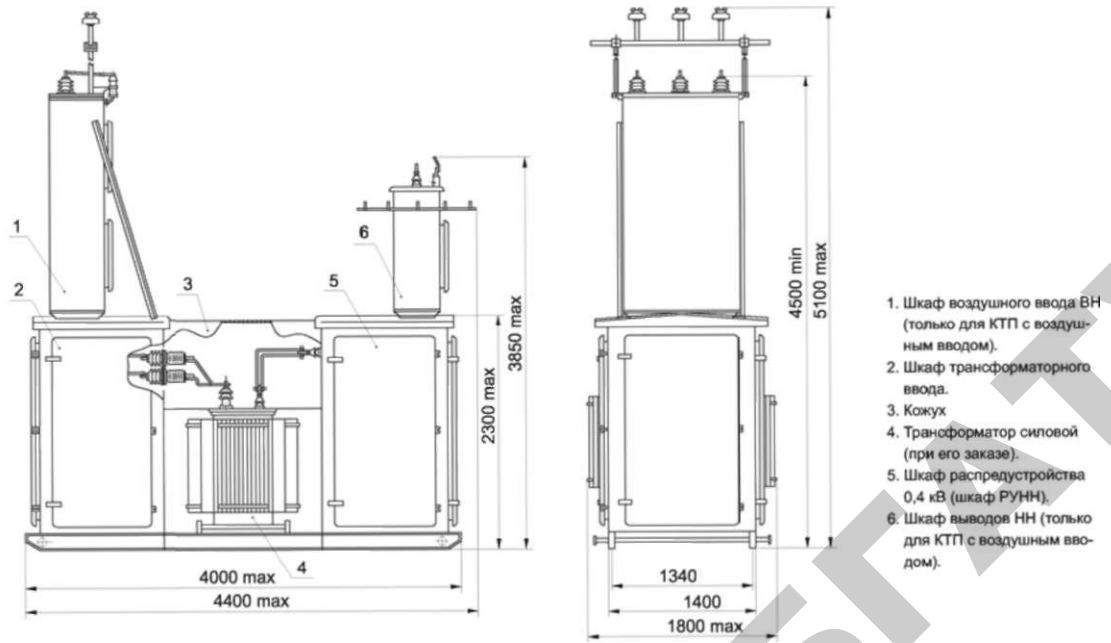
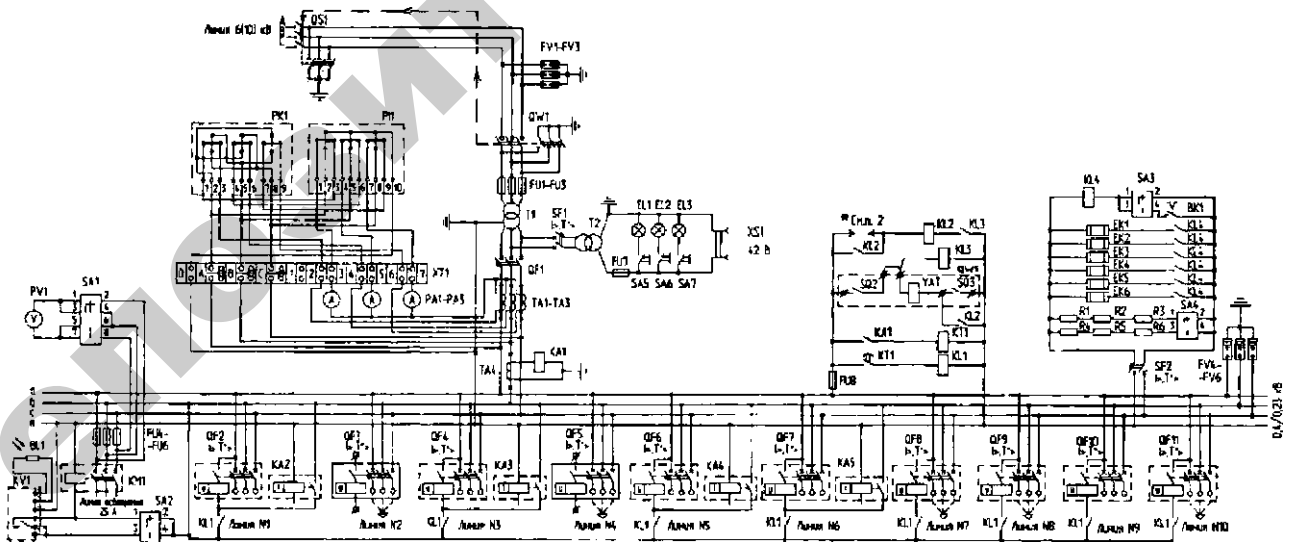


Рис. П.6.1. КТП тупикового типа мощностью 630 и 1000 кВА



Примечания

- 1 В КТПАС с коельным Бюдоп отсутствует 051 и РУЧ-РУЗ.
- 2 * К мснобакуумметлу .
- 3 В КТПАС без панобакуумметра отсутствует K12 и K13.
- 4 Линии NN 2, 4, 7, 6, 9, 10 - только с кабельными быбасши.
- 5 8 КТПАС с кабельными быбойони отсутстбуот KA2-KA5 . РУ/4-РУ6.
- 6 Микропереключатель 503 только для быключателя нагрузки типа ВНП-М1.

Рис. П.6.2. Схема электрическая принципиальная КТП мощностью 630 и 1000 кВ-А

Приложение 7

Комплектные трансформаторные подстанции типа КТП-99 и КТПР мощностью 25-250 кВА, напряжением 6(10) кВ

Комплектные трансформаторные подстанции представляют собой подстанции тупикового типа наружной установки с одним трансформатором (рис. П.7.1). Они служат для приема электрической энергии трехфазного переменного тока частоты 50 Гц, напряжением 6 или 10 кВ, преобразования ее в электроэнергию напряжением 0,4 кВ и снабжения ею потребителей в районах с умеренным климатом (температура от -45 °С до +40 °С).

КТП подключается к разъединителю, который поставляется комплектно. На отходящих фидерах установлены стационарные автоматы (в КТП-99) и рубильники с дугогасящими камерами (в КТПР).

Технические данные подстанций приведены в таблице П.7.1.

Таблица П.7.1

Технические данные КТП и КТПР

Тип	На стороне ВН		На стороне НН				
	номинальное напряжение, кВ	плавкой вставки предохранителя	Номинальный ток, А				линии наружного освещения
			линии № 1	линии № 2	линии № 3	линии № 4	
КТП-25/10/0,4	6	8	31,5	31,5			16
КТПР-25/10/0,4	10	5					
КТП-40/10/0,4	6	10	63				
КТПР-40/10/0,4	10	8					
КТП-63/10/0,4	6	16	40		40		
КТПР-63/10/0,4	10	10					
КТП-100/10/0,4	6	20	40	100	80		
КТПР-100/10/0,4	10	16					
КТП-160/10/0,4	6	31,5	80	160			
КТПР-160/10/0,4	10	20					
КТП-250/10/0,4	6	40	80		100	250	
	10	31,5					
КТПР-250/10/0,4	6	40	250				
	10	31,5					

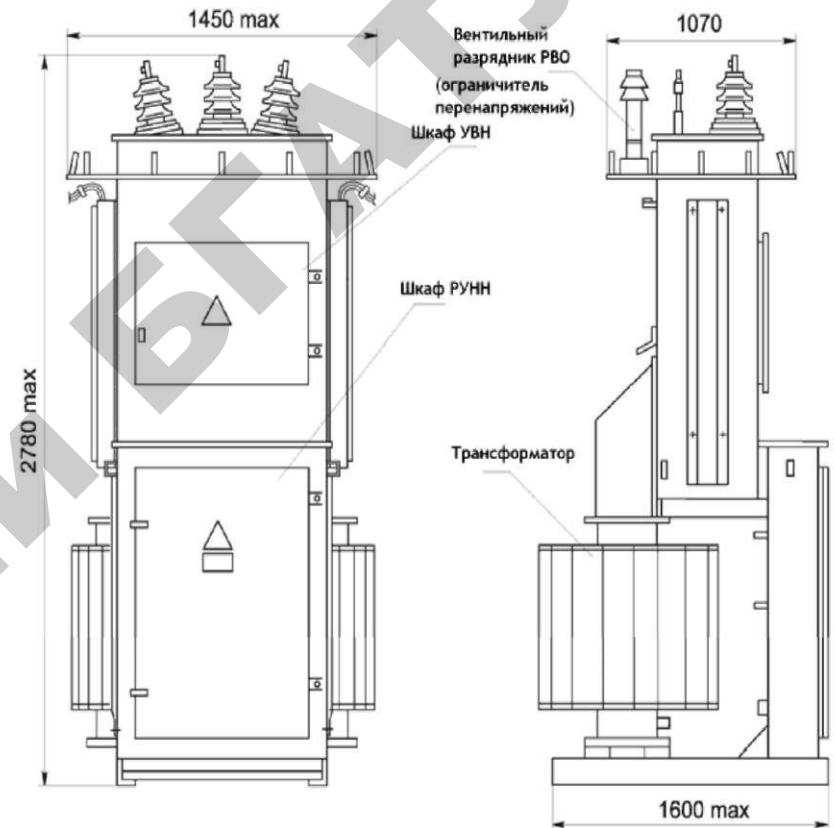


Рис. П.7.1. Внешний вид КТП-99

Принципиальные электрические схемы представлены на рисунках П.7.2, П.7.3.

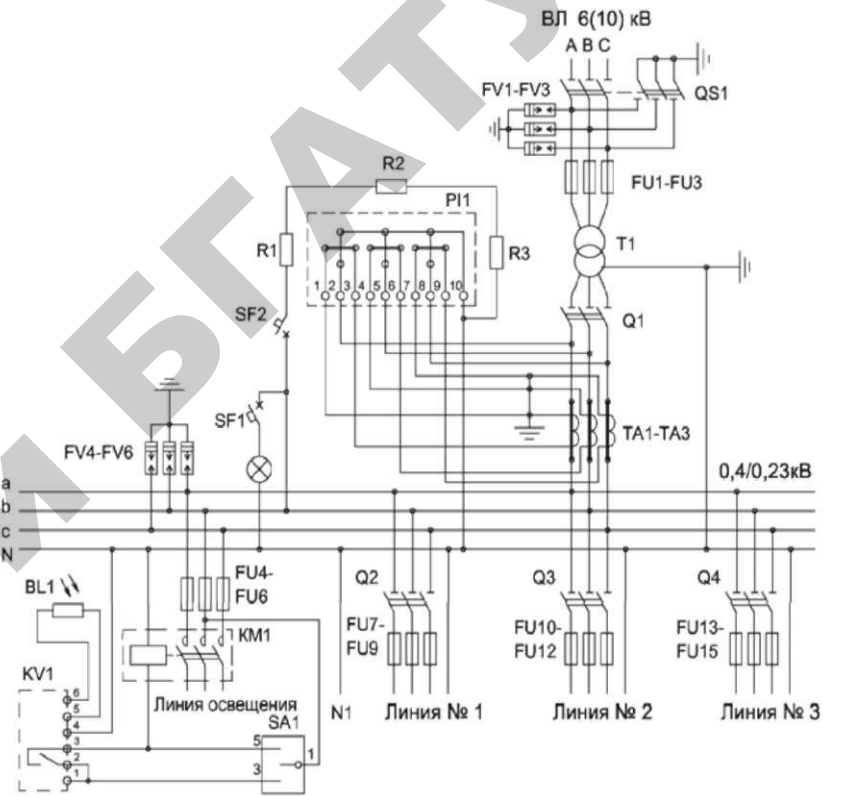


Примечания:

1. Линия № 3 только для КТП мощностью 63- 250 кВ·А, линия № 4. только для КТП мощностью 250 кВ·А.

2. Нулевой провод N1 только для КТП мощностью 25 и 40 кВ·А.

3. Путьевой выключатель SQ2 только для КТП мощностью 250 кВ·А напряжением 6 кВ



Примечания:

1. Линия № 3 - только для КТП мощностью 63 - 250 кВ·А.
2. Нулевой провод N1 - только для КТП 25 и 40 кВ·А

Рис. П. 7.3. Схема электрическая принципиальная КТПР

Комплектные трансформаторные подстанции типа КТПП-2х630/10.

Комплектные трансформаторные подстанции данного типа предназначены для приема и преобразования электроэнергии высокого напряжения 10 кВ на напряжение промышленной частоты 0,4...0,23 кВ и распределение электрической энергии потребителям. Данные подстанции изготавливаются в двух - и однотрансформаторном исполнении.

Подстанция выполнена проходной и позволяет передавать электроэнергию высокого напряжения 10 кВ другим потребителям транзитом по отходящей линии. При аварии на основном вводе отходящая линия служит резервным вводом.

Подстанция предназначена для наружной установки. Ввод и отходящие линии выполняются воздушными. Присоединение к воздушным линиям напряжением 10 кВ осуществляется через разьединители РЛНД-10/200, устанавливаемые на концевых опорах ВЛ.

Корпус комплектной двухтрансформаторной подстанции изготавливается в брызгозащитном исполнении и состоит из двухэтажных секций. Верхние секции выполняются съемными и крепятся к нижним секциям болтами.

Для обеспечения безопасной работы обслуживающего персонала и исключения ошибочных переключений на подстанции установлены защитные и блокировочные устройства.

Технические данные подстанции приведены в таблице П.8.1.

Таблица П.8.1

Основные технические данные

Технические показатели	КТПП-2х630-10/0,4		КТПП-630-10/0,4	
	Напряжение			
	высокое	низкое	высокое	низкое
Номинальная мощность, кВ-А	2х630		1х630	
Номинальное напряжение, кВ	10	0,4-23	10	0,4-23
Номинальный ток трансформатора, А	36,4	910	36,4	910
Номинальный ток плавких вставок на стороне 10 кВ, А	50		50	
Номинальный ток вводного рубильника, А	1000		1000	
Номинальный ток отходящих линий, А:				
фидер	Л-1; 5	250	Л-1	250
фидер	Л-2; 6	250	Л-2	250
фидер	Л-3; 7	100	Л-3	100
фидер	Л-4; 8	400	Л-4	400
фидер уличного освещения	16		16	
Масса подстанции, кг	4400		2200	
Габаритные размеры, мм	4150х2820х4500		2290х2820х4500	

Комплектные трансформаторные подстанции блочные напряжением 35-220 кВ.

Комплектные трансформаторные подстанции блочные (модернизированные) на напряжение 35-220 кВ предназначены для приема, преобразования, распределения и транзита электрической энергии трехфазного тока промышленной частоты 50 Гц и 60 Гц.

Следует отметить, что КТПБ(М) рассчитаны для наружной установки на высоте не более 1000 м над уровнем моря и работы в условиях умеренного, холодного и тропического климата. Ветровые нагрузки не должны превышать 40 м/с, а гололедные нагрузки 20 мм.

При этом КТПБ(М) поставляются с нормальной и усиленной изоляцией.

Конструкция КТПБ(М) допускает замену силового трансформатора на следующую ступень мощности и состоит из модулей ОРУ-220, 110, 35 кВ модулей выключателей, модулей трансформаторов и КРУ 10 кВ.

Стационарные модули могут собираться в комплектные подстанции следующих типов: 35/10(6) кВ; 110/10(6) кВ; 110/35/10(6) кВ; 220/10(6) кВ; 220/35/10(6) кВ; 220/110/10(6) кВ; 220/110/35 кВ.

Модули ОРУ-220, 110, 35 кВ выполняются из унифицированных транспортабельных блоков, состоящих из металлического каркаса в котором смонтировано высоковольтное оборудование с элементами вспомогательных цепей.

В модулях выключателя и ОРУ-35 кВ предусмотрено применение всех видов выключателей: масляных, вакуумных, элегазовых.

В модуль трансформатора входят: силовой трансформатор, шкаф трансформатора собственных нужд, комплектное распределительное устройство наружной (внутренней) установки, а также связующие их элементы.

Кроме того, в состав КТПБ(М) входит общеподстанционный пункт управления с размещенными в нем панелями аппаратуры защиты, управления и сигнализации, высокочастотной связи и телемеханики.

Технические данные КТПБ(М) приведены в таблице П.9.1

Приложение 10

Таблица П.9.1

Технические данные КТПБ(М)

Наименование	Напряжение, кВ			
	220	110	35	10 (6)
Номинальная мощность силового трансформатора, МВ · А	125	63	16	
Номинальный ток сборных шин, А	1000	1000-2000	630	630-2600
Ток электродинамической стойкости ошиновки, кА	51	51; 80	26	51; 80
Ток термической стойкости 3 с, кА	20	20	10	20;31,5
Номинальное напряжение: вспомогательных цепей, В переменного тока, В постоянного тока, В	380/220	380/220	380/220	380/220
	220	220	220	220
	110	110	110	110

Таблица П.10.1

Допустимый длительный ток для проводов и шнуров с резиновой и поливинилхлоридной изоляцией с медными жилами

Сечение токопроводящей жилы, мм ²	Ток, А, для проводов проложенных в одной трубе					
	открыто	в одной трубе				
		двух одно- жильных	трех одно- жильных	четырёх одно- жильных	одного двух- жильного	одного трех- жильного
0,5	11	-	-	-	-	-
0,75	15	-	-	-	-	-
1	17	16	15	14	15	14
1,2	20	18	16	15	16	14,5
1,5	23	19	17	16	18	15
2	26	24	22	20	23	19
2,5	30	27	25	25	25	21
3	34	32	28	26	28	24
4	41	38	35	30	32	27
5	46	42	39	34	37	31
6	50	46	42	40	40	34
8	62	54	51	46	48	43
10	80	70	60	50	55	50
16	100	85	80	75	80	70
25	140	115	100	90	100	85
35	170	135	125	115	125	100
50	215	185	170	150	160	135
70	270	225	210	185	195	175
95	330	275	255	225	245	215
120	385	315	290	260	295	250
150	440	360	330	-	-	-
185	510	-	-	-	-	-
240	605	-	-	-	-	-
300	695	-	-	-	-	-
400	830	-	-	-	-	-

Таблица П.10.2

Допустимый длительный ток для проводов с резиновой и поливинилхлоридной изоляцией с алюминиевыми жилами

Сечение токопроводящей жилы, мм ²	Ток, А, для проводов проложенных					
	открыто	в одной трубе				
		двух одно- жильных	трех одно- жильных	четырёх од- но- жильных	одного двух- жильного	одного трех- жильного
2	21	19	18	15	17	14
2,5	24	20	19	19	19	16
3	27	24	22	21	22	18
4	32	28	28	23	25	21
5	36	32	30	27	28	24
6	39	36	32	30	31	26
8	46	43	40	37	38	32
10	60	50	47	39	42	38
16	75	60	60	55	60	55
25	105	85	80	70	75	65
35	130	100	95	85	95	75
50	165	140	130	120	125	105
70	210	175	165	140	150	135
95	255	215	200	175	190	165
120	295	245	220	200	230	190
150	340	275	255	-	-	-
185	390	-	-	-	-	-
240	465	-	-	-	-	-
300	535	-	-	-	-	-
400	645	-	-	-	-	-

Таблица П.10.3

Допустимый длительный ток для проводов с медными жилами с резиновой изоляцией в металлических защитных оболочках и кабелей с медными жилами с резиновой изоляцией в свинцовой, поливинилхлоридной, найритовой или резиновой оболочке, бронированных и небронированных

Сечение токопроводящей жилы, мм ²	Ток*, А, для проводов и кабелей				
	одножильных	двухжильных	трехжильных		
	при прокладке				
	в воздухе	в воздухе	в земле	в воздухе	в земле
1,5	23	19	33	19	27
2,5	30	27	44	25	38
4	41	38	55	35	49
6	50	50	70	42	60
10	80	70	105	55	90
16	100	90	135	75	115
25	140	115	175	95	150
35	170	140	210	120	180
50	215	175	265	145	225
70	270	215	320	180	275
95	325	260	385	220	330
120	385	300	445	260	385
150	440	350	505	305	435
185	510	405	570	350	500
240	605	-	-	-	-

*Токи относятся к проводам и кабелям с нулевой жилой и без нее

Таблица П.10.4

Допустимый длительный ток для кабелей с алюминиевыми жилами с резиновой или пластмассовой изоляцией в свинцовой, поливинилхлоридной и резиновой оболочке, бронированных и небронированных

Сечение токопроводящей жилы, мм ²	Ток, А, для кабелей				
	одножильных		двухжильных		трехжильных
	при прокладке				
	в воздухе	в воздухе	в земле	в воздухе	в земле
2,5	23	21	34	19	29
4	31	29	42	27	38
6	38	38	55	32	46
10	60	55	80	42	70
16	75	70	105	60	90
25	105	90	135	75	115
35	130	105	160	90	140
50	165	135	205	110	175
70	210	165	245	140	210
95	250	200	295	170	255
120	295	230	340	200	295
150	340	270	390	235	335
185	390	310	440	270	385
240	465	-	-	-	-

Примечание. Допустимые длительные токи для четырехжильных кабелей с пластмассовой изоляцией на напряжение до 1 кВ могут выбираться по таблице П.10.4, как для трехжильных кабелей, но с коэффициентом 0,92

Таблица П.10.5

Допустимый длительный ток для кабелей с медными жилами с бумажной пропитанной маслосканифольной и нестекающей массой изоляцией в свинцовой оболочке, прокладываемых в земле

Сечение токопроводящей жилы, мм ²	Ток, А, для кабелей					
	одножильных (до 1 кВ)	двухжильных (до 1 кВ)	трехжильных напряжением			четырёхжильных напряжением до 1 кВ
			до 3 кВ	6 кВ	10 кВ	
6	-	80	70	-	-	-
10	140	105	95	80	-	85
16	175	140	120	105	95	115
25	235	185	160	135	120	150
35	285	225	190	160	150	175
50	360	270	235	200	180	215
70	440	325	285	245	215	265
95	520	380	340	295	265	310
120	595	435	390	340	310	350
150	675	500	435	390	355	395
185	755	-	490	440	400	450
240	880	-	570	510	460	-
300	1000	-	-	-	-	-
400	1220	-	-	-	-	-
500	1400	-	-	-	-	-
625	1520	-	-	-	-	-
800	1700	-	-	-	-	-

Таблица П.10.6

Допустимый длительный ток для кабелей с медными жилами с бумажной пропитанной маслоканифольной и нестекающей массами изоляцией в свинцовой оболочке, прокладываемых в воздухе

Сечение токопроводящей жилы, мм ²	Ток, А, для кабелей					
	одножильных до 1 кВ	двухжильных до 1 кВ	трехжильных напряжением, кВ			четырёхжильных до 1 кВ
			до 3	6	10	
6	-	55	45	-	-	-
10	95	75	60	55	-	60
16	120	95	80	65	60	80
25	160	130	105	90	85	100
35	200	150	125	110	105	120
50	245	185	155	145	135	145
70	305	225	200	175	165	185
95	360	275	245	215	200	215
120	415	320	285	250	240	260
150	470	375	330	290	270	300
185	525	-	375	325	305	340
240	610	-	430	375	350	-
300	720	-	-	-	-	-
400	880	-	-	-	-	-
500	1020	-	-	-	-	-
625	1180	-	-	-	-	-
800	1400	-	-	-	-	-

Таблица П.10.7

Допустимый длительный ток для кабелей с алюминиевыми жилами с бумажной пропитанной маслоканифольной и нестекающей массами изоляцией в свинцовой или алюминиевой оболочке, прокладываемых в земле

Сечение токопроводящей жилы, мм ²	Ток, А, для кабелей					
	одножильных (до 1 кВ)	двухжильных (до 1кВ)	трехжильных напряжением, кВ			четырёхжильных (до 1 кВ)
			до 3	6	10	
6	-	60	55	-	-	-
10	110	80	75	60	-	65
16	135	110	90	80	75	90
25	180	140	125	105	90	115
35	220	175	145	125	115	135
50	275	210	180	155	140	165
70	340	250	220	190	165	200
95	400	290	260	225	205	240
120	460	335	300	260	240	270
150	520	385	335	300	275	305
185	580	-	380	340	310	345
240	675	-	440	390	355	-
300	770	-	-	-	-	-
400	940	-	-	-	-	-
500	1080	-	-	-	-	-
625	1170	-	-	-	-	-
800	1310	-	-	-	-	-

Таблица П.10.8

Допустимый длительный ток для кабелей с алюминиевыми жилами с бумажной пропитанной маслоканифольной и нестекающей массаами изоляцией в свинцовой или алюминиевой оболочке, про- кладываемых в воздухе

Сечение токопрово- дящей жилы, мм ²	Ток, А, для кабелей					
	одножильным (до 1 кВ)	двужильных (до 1 кВ)	трехжильных напряжением			четырех жильных (до 1 кВ)
			до 3 кВ	6 кВ	10 кВ	
6	-	42	35	-	-	-
10	75	55	46	42	-	45
16	90	75	60	50	46	60
25	125	100	80	70	65	75
35	155	115	95	85	80	95
50	190	140	120	110	105	110
70	235	175	155	135	130	140
95	275	210	190	165	155	165
120	320	245	220	190	185	200
150	360	290	255	225	210	230
185	405	-	290	250	235	260
240	470	-	330	290	270	-
300	555	-	-	-	-	-
400	675	-	-	-	-	-
500	785	-	-	-	-	-
625	910	-	-	-	-	-
800	1080	-	-	-	-	-

Таблица П.10.9

Допустимый длительный ток для одножильных кабелей с алюминиевой жилой с бумажной пропитанной маслоканифольной и нестекающей массаами изоляцией в свинцовой или алюминиевой оболочке, небронированных, прокладываемых в воздухе

Сечение токопрово- дящей жилы, мм ²	Ток *, А, для кабелей напряжением		
	до 3 кВ	20 кВ	35 кВ
10	65/-	-	-
16	90/-	-	-
25	110/-	80/85	-
35	130/-	95/105	-
50	165/-	120/130	-
70	200/-	140/160	-
95	235/-	170/195	-
120	255/-	190/225	185/205
150	275/-	210/255	205/230
185	295/-	225/275	220/255
240	335/-	245/305	245/290
300	355/-	270/330	260/330
400	375/-	285/350	-
500	390/-	-	-
625	405/-	-	-
800	425/-	-	-

* В числителе указаны токи для кабелей, расположенных в одной плоскости с расстоянием между ними 35...125 мм, в знаменателе - для кабелей, распо- женных вплотную треугольником

Таблица П.10.10

Допустимый длительный ток для неизолированным проводов по ГОСТ 839-80Е

Номинальное сечение мм ²	Сечение (алюминий/ сталь), мм ²	Ток, А для проводов марок							
		АС, АСКС, АСК, АСКП		М	А и АКП		М	А и АКП	
		вне помещений	внутри помещений	вне помещений		внутри помещений			
10	10/1,8	84	53	95	-	60	-		
16	16/2,7	111	79	133	105	102	75		
25	25/4,2	142	109	183	136	137	106		
35	35/6,2	175	135	223	170	173	130		
50	50/8	210	165	275	215	219	165		
70	70/11	265	210	337	265	268	210		
95	95/16	330	260	422	320	341	255		
120	120/19 120/27	390 375	313	485	375	395	300		
150	150/19 150/24 150/34	450 450 450	365 365	570	440	465	355		
185	185/24 185/29 185/43	520 510 515	430 425	650	500	540	410		
240	240/32 240/39 240/56	605 610 610	505 505	760	590	685	490		
300	300/39 300/48 300/66	710 690 680	600 585	880	680	740	570		
330	330/27	730	-	-	-	-	-		
400	400/22 400/51 400/64	830 825 860	713 705	1050	815	895	690		
500	500/27 500/64	960 945	830 815	-	980	-	820		
600	600/72	1050	920	-	1100	-	955		
700	700/86	1180	1040	-	-	-	-		

Приложение 11

Таблица П.11.1

Характеристики трехполюсным автоматическим выключателей серии АП-50 и А3000

Серия	Номинальный ток, А	Вид расцепителя	Номинальные токи расцепителей, А	Номинальный ток срабатывания электромагнитного расцепителя*	Ток электродинамической стойкости, кА**, при напряжении 380 В
АП-50	50	2МЗТН*** 2МН, 2МЗТО ЗТН, ЗТО	10; 16; 25	8 I _{н.расц}	2,0
			40; 50		0,4
			10		0,6
			16		0,9
А3114/1	100	Комбинированный	15	7 I _{н.расц}	3,2
			20		4,0
			25		5,0
			30		7,0
			40		8,5
			60		11,0
А3134	200	Комбинированный	120	7 I _{н.расц}	19,0
			140; 170		23,0
			200		30,0
			250		32,0
А3144	600	Комбинированный	300; 350;	7 I _{н.расц}	35,0
			400;		50,0
			500; 600		

* Допустимый разброс токов срабатывания электромагнитных расцепителей автоматов АП-50 составляет ±20 %, автоматов А3114/1 - ±30 %, прочих автоматов типа А3000 - ±15 %.

** Ток электродинамической стойкости для автоматов АП-50 приведен в действующих значениях, а для автоматов А3000 - в амплитудных значениях.

*** Условные обозначения расцепителей автоматов АП-50: М - электромагнитный, Т - тепловой, Н - минимального напряжения, О - электромагнитный расцепитель в нулевом проводе

Таблица П.11.2

Характеристики трехполюсных автоматических выключателей серии АЕ2000

Номинальный ток, А	Вид расцепителя	Номинальный ток расцепителей, А	Ток отключения при напряжении 380 В, кА	Ток электродинамической устойчивости (мгновенное значение), кА	Ток термической стойкости, кА, (для $I = 1с$)
25	Комбинированный	0,6; 0,8; 1; 1,25 1,6	1,5	1,5	0,2
		2; 2,5; 3,2; 4,5	0,9	1,5	0,2
		6; 8; 10; 12,5	1,5	1,5	0,2
		16; 20; 25	3,0	1,5	0,2
	Электромагнитный	0,6...25	3,0	1,5	0,2
63	Комбинированный	10; 12,5	2,0	1,8	1,0
		16	3,0	1,8	1,0
		20; 25	3,5	1,8	1,0
	32; 40; 50; 63	6,0	1,8	1,0	
Электромагнитный	10... 63	6,0	1,8	1,0	
100	Комбинированный	16	3,0	2,0	2,0
		20; 25	4,0	2,0	2,0
		32; 40	6,0	2,0	2,0
		50; 63; 80; 100	9,0	2,0	2,0
	Электромагнитный	16...100	9,0	2,0	2,0

Таблица П.11.3

Основные технические данные трехполюсных выключателей А3710ФУЗ, А3720ФУЗ и А3730ФУЗ на номинальное напряжение 380 В

Тип выключателя	Номинальный ток теплового расцепителя, А	Ток срабатывания электромагнитного расцепителя, А	Предельно-отключаемый ток, кА
А3716ФУЗ	16 20 25	630 630 630	3,9 7,1 10,6
	32, 40 50, 63, 80, 100 125, 160	630 или 1600 630 или 1600	14,2 1,77
А3726ФУЗ	160, 200 250	2500 2500	24,8 35,5
	320 400	3200 4000	35,5 35,5

Таблица П.11.4

Характеристики некоторых автоматических выключателей серии ВА (ТУ 16.641.002-83)

Тип	Номинальный ток выключателя, А	Номинальный ток теплового расцепителя $I_{нм}$, А	$X_{\rightarrow p} / I_{нм}$	Предельная коммутационная способность, кА
ВА51-25	25	6,3; 8; 10; 12,5; 16; 20; 25	7; 10	2
ВА51Г25	25	0,3; 0,4; 0,5; 0,6; 0,8; 1; 1,25;	14	3
		1,6; 2; 2,5; 3,15; 4,5; 6,3; 8; 10; 12,5 16; 20; 25		
ВА51-29	63	6,3; 8; 10; 12,5; 16; 20; 25; 31,5; 40; 50; 63	7; 10	8
ВА51-31	100	16; 20; 25; 31,5; 40; 50; 63; 80; 100	3; 7; 10;	8
ВА51Г31	100	16; 20; 25; 31,5; 40; 50; 63; 80; 100	14	8
ВА52Г31	100	16; 20; 25; 31,5; 40; 50; 63; 80; 100	14	14
ВА51-33	160	80; 100; 125; 160	10	10
ВА51Г33	160	80; 100; 125; 160	14	10
ВА52Г33	160	80; 100; 125; 160	14	15
ВА51-35	250	160; 200; 250	10	10
ВА51-37	400	250; 320; 400	10	12

Приложение 12

Таблица П.12.3

Таблица П.12.1

Суммирование нагрузок в сетях напряжением 0,38 кВ, кВт

Рм	Рдоб	Рм	Рдоб	Рм	Рдоб	Рм	Рдоб
0,2	+0,2	12	+7,3	50	+34,0	170	+123
0,4	+0,3	14	+8,5	55	+37,5	180	+130
0,6	+0,4	16	+9,8	60	+41,0	190	+140
0,8	+0,5	18	+11,2	65	+44,5	200	+150
1,0	+0,6	20	+12,5	70	+48,0	210	+158
2,0	+1,2	22	+13,8	80	+55,0	220	+166
3,0	+1,8	24	+15,0	90	+62,0	230	+174
4,0	+2,4	26	+16,4	100	+69,0	240	+182
5,0	+3,0	28	+17,7	110	+76	250	+190
6,0	+3,6	30	+19,0	120	+84	260	+198
7,0	+4,2	32	+20,4	130	+92	270	+206
8,0	+4,8	35	+22,8	140	+100	280	+214
9,0	+5,4	40	+26,5	150	+108	290	+222
10	+6,0	45	+30,2	160	+116	300	+230

Таблица П.12.2

Суммирование нагрузок в сетях напряжением 6...35 кВ, кВт

Рм	Рдоб	Рм	Рдоб	Рм	Рдоб	Рм	Рдоб
1	+0,6	80	+59,5	280	+220	580	+465
2	+1,2	90	+67,0	300	+235	600	+483
4	+2,5	100	+74,5	320	+251	650	+525
6	+3,7	110	+82	340	+267	700	+570
8	+5,0	120	+90	360	+283	750	+610
10	+6,3	130	+98	380	+299	800	+650
15	+9,7	140	+106	400	+315	850	+695
20	+13,0	150	+115	420	+332	900	+740
25	+16,5	160	+123	440	+348	950	+785
30	+20,4	170	+131	460	+365	1000	+830
35	+24,4	180	+139	480	+382	1100	+918
40	+28,4	190	+147	500	+400	1200	+1005
45	+32,4	200	+155	520	+416	1300	+1093
50	+36,5	220	+170	540	+432	1400	+1182
60	+44,0	240	+186	560	+448	1500	+1270
70	+52,0	260	+204				

Коэффициенты одновременности для суммирования электрических нагрузок в сетях напряжением 0,38 кВ

Наименование потребителя	Число потребителей										
	2	3	5	7	10	15	20	50	100	200	500 и более
Жилые дома с удельной нагрузкой на вводе:											
до 2 кВт на дом	0,76	0,66	0,55	0,49	0,44	0,40	0,37	0,30	0,26	0,24	0,22
свыше 2 кВт на дом	0,75	0,64	0,53	0,47	0,42	0,37	0,34	0,27	0,24	0,20	0,18
Жилые дома с электроплитами и водонагревателями	0,73	0,62	0,50	0,43	0,38	0,32	0,29	0,22	0,17	0,15	0,12
Производственные потребители	0,85	0,80	0,75	0,70	0,65	0,60	0,55	0,47	0,40	0,35	0,30

Таблица П.12.4

Коэффициенты одновременности для суммирования электрических нагрузок в сетях напряжением 6...20 кВ

Число ТП	2	3	5	10	20	25 и более
Коэффициент одновременности k^0	0,9	0,85	0,8	0,75	0,70	0,65

Приложение 13

Таблица П.13.1

Удельные потери напряжения, выраженные в тысячных долях процента на 1 кВ • А • км, в проводах ВЛ напряжением 10 кВ

Коэффициент мощности	Алюминиевые провода марок А, Ап, АН					Сталеалюминиевые провода марок АС, АпС				
	Площадь сечения провода, мм ²									
	25	35	50	70	95	16	25	35	50	70
1,00	1,165	0,850	0,588	0,420	0,315	1,801	1,176	0,790	0,603	0,429
0,98	1,226	0,915	0,655	0,489	0,383	1,850	1,235	0,854	0,669	0,494
0,96	1,236	0,931	0,676	0,512	0,407	1,849	1,246	0,871	0,689	0,515
0,94	1,238	0,939	0,689	0,528	0,424	1,840	1,248	0,880	0,701	0,529
0,92	1,237	0,943	0,697	0,539	0,437	1,825	1,245	0,884	0,708	0,540
0,90	1,232	0,944	0,703	0,548	0,447	1,808	1,240	0,886	0,714	0,547
0,88	1,225	0,943	0,706	0,554	0,456	1,789	1,233	0,886	0,717	0,552
0,86	1,217	0,940	0,709	0,560	0,463	1,768	1,224	0,885	0,719	0,558
0,84	1,207	0,937	0,710	0,564	0,468	1,746	1,214	0,882	0,719	0,560
0,82	1,196	0,932	0,710	0,567	0,473	1,723	1,189	0,878	0,719	0,563
0,80	1,185	0,926	0,709	0,569	0,477	1,699	1,176	0,874	0,718	0,565
0,78	1,172	0,920	0,708	0,571	0,481	1,674	1,162	0,868	0,716	0,566
0,76	1,159	0,913	0,706	0,572	0,484	1,648	1,148	0,862	0,713	0,566
0,74	1,145	0,905	0,703	0,572	0,486	1,622	1,134	0,855	0,710	0,566
0,72	1,131	0,896	0,699	0,572	0,487	1,595	1,119	0,848	0,706	0,565
0,70	1,116	0,888	0,696	0,571	0,488	1,568	1,103	0,841	0,702	0,564

Таблица П.13.2

Удельные потери напряжения, выраженные в тысячных долях процента на 1 кВ • А • м, в проводах ВЛ напряжением 0,38 кВ

Коэффициент мощности	Марка провода и исполнение линии																	
	А16, Ап-16			А25, Ап-25, АН-25			А35, Ап-35, АН-35			А50, АН-50			А70, АН-70	А95	АпС-16	АпС-25	АпС-35	
	3ф+0	2ф+0	1ф+0	3ф+0	2ф+0	1ф+0	3ф+0	2ф+0	1ф+0	3ф+0	2ф+0	1ф+0	3ф+0	3ф+0	3ф+0	3ф+0	3ф+0	
1,00	1,273	2,848	7,595	0,807	1,805	4,814	0,588	1,317	3,512	0,407	0,911	2,430	0,290	0,218	1,246	0,814	0,546	
0,96	1,292	2,891	7,709	0,843	1,886	5,030	0,631	1,412	3,765	0,454	1,017	2,717	0,346	0,276	1,264	0,782	0,592	
0,93	1,276	2,855	7,613	0,840	1,880	5,013	0,639	1,418	3,782	0,462	1,034	2,756	0,359	0,291	1,254	0,847	0,596	
0,92	1,269	2,840	7,573	0,838	1,875	5,000	0,634	1,418	3,780	0,463	1,037	2,765	0,362	0,295	1,241	0,843	0,597	
0,9	1,255	2,808	7,487	0,833	1,863	4,968	0,632	1,415	3,772	0,465	1,041	2,776	0,367	0,302	1,227	0,837	0,597	
0,85	1,214	2,717	7,244	0,815	1,822	4,860	0,624	1,396	3,724	0,465	1,041	2,777	0,374	0,313	1,187	0,819	0,592	
0,83	1,196	2,677	7,139	0,806	1,803	4,809	0,620	1,386	3,697	0,464	1,039	2,770	0,376	0,316	1,169	0,810	0,588	
0,8	1,169	2,615	6,974	0,792	1,772	4,726	0,612	1,369	3,651	0,461	1,032	2,754	0,378	0,319	1,142	0,796	0,582	
0,78	1,150	2,573	6,861	0,782	1,750	4,667	0,606	1,356	3,617	0,459	1,028	2,741	0,378	0,321	1,122	0,785	0,577	
0,75	1,121	2,508	6,687	0,767	1,716	4,575	0,597	1,335	3,561	0,455	1,018	2,716	0,378	0,323	1,094	0,770	0,570	
0,7	1,070	2,395	6,386	0,739	1,654	4,411	0,580	1,297	3,459	0,447	1,000	2,655	0,376	0,325	1,045	0,742	0,555	
В фанарном проводе																		
	3,797			2,407			1,756			1,215			-			3,716	2,428	1,628

Приложение 14

Таблица П. 14.1

Значение поправочного коэффициента k^2

Размеры шин, мм	Значение коэффициента k^2 для шин					
	двухполосных		трехполосных		четыреполосных	
	(медь)	(алюминий)	(медь)	(алюминий)	(медь)	(алюминий)
60x5	1,75	1,75	-	-	-	-
60x6	1,75	1,75	2,3	2,45	2,90	3,10
60x8	1,70	1,70	2,25	2,40	2,80	3,00
60x10	1,70	1,70	2,25	2,40	2,70	2,95
80x6	1,70	1,75	2,25	2,40	2,80	3,00
80x8	1,65	1,70	2,20	2,35	2,70	2,90
80x10	1,60	1,65	2,10	2,30	2,60	2,90
100x6	1,65	1,70	2,20	2,35	2,70	2,95
100x8	1,60	1,70	2,10	2,30	2,60	2,90
100x10	1,55	1,60	2,05	2,25	2,50	2,80

Таблица П. 14.2

Значение поправочного коэффициента k^3

Температура окружающей среды (воздуха), °С	k^3	Температура окружающей среды (воздуха), °С	k^3
10	1,15	30	0,94
15	1,10	35	0,88
20	1,05	40	0,82
25	1,00	45	0,75

Таблица П. 14.3

Допустимый длительный ток для шин прямоугольного сечения

Размеры, мм	Медные шины				Алюминиевые шины				Стальные шины	
	Ток, А, при количестве полос на полюс или фазу								Размеры, мм	Ток, А
	1	2	3	4	1	2	3	4		
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
15x3	210	-	-	-	165	-	-	-	16x2,5	55
20x3	275	-	-	-	215	-	-	-	20x2,5	60
25x3	340	-	-	-	265	-	-	-	25x2,5	75

Окончание табл. П. 14.3

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
30x4	475	-	-	-	365	-	-	-	20x3	65
40x4	625	-	-	-	480	-	-	-	25x3	80
40x5	700	-	-	-	540	-	-	-	30x3	95
505	860	-	-	-	665	-	-	-	40x3	125
50x6	955	-	-	-	740	-	-	-	50x3	155
60x6	1125	1740	2240	-	870	1350	1720	-	60x3	185
80x6	1480	2110	2720	-	1150	1630	1630	-	70x3	215
100x6	1810	2470	3170	-	1425	1935	1935	-	75x3	230
60x8	1320	2160	2790	-	1025	1680	2180	-	80x3	245
80x8	1690	2620	3370	-	1320	2040	2620	-	90x3	275
100x8	2080	3060	3930	-	1625	2390	3050	-	100x3	305
120x8	2400	3400	4340	--	1900	2650	3380	-	20x4	70
60x10	1475	2560	3300	-	1155	2010	2650	-	22x4	75
80x10	1900	3100	3990	-	1480	2410	3100	-	25x4	85
100x10	2310	3610	4650	5300	1820	2860	3650	4150	30x4	100
120x10	2650	4100	5200	5900	2070	3200	4100	4650	40x4	130
									50x4	165
									60x4	195
									70x4	225
									80x4	260
									90x4	290
									100x4	325

Приложение 15

Таблица П.15.1.

Технические данные реле серий РТ40, РТ140

Серия реле	Ток срабатывания, А, при соединении катушек		Номинальный ток, А, при соединении катушек	
	последовательном	параллельном	последовательном	параллельном
РТ40/0,2; РТ140/0,2	0,05-0,1	0,1-0,2	0,4	1
РТ40/0,6; РТ140/0,6	0,15-0,3	0,3-0,6	1,6	2,5
РТ40/2; РТ140/2	0,5-1,0	1-2	2,5	6,3
РТ40/6; РТ140/6	1,5-3,0	3-6	10	16
РТ40/10; РТ140/10	2,5-5,0	5-10	16	16
РТ40/20; РТ140/20	5-10	10-20	16	16
РТ40/50; РТ140/50	2,5-25	25-50	16	16
РТ40/100; РТ140/100	25-50	50-100	16	16
РТ40/200; РТ140/200	50-100	100-200	16	16

Таблица П.15.2.

Технические данные реле серий РТ80, РТ90

Серия реле	Номинальный ток, А	Уставки		
		на ток срабатывания индукционного элемента, А	на время срабатывания, с	кратности тока **
РТ81/1, РТ91/1	10	4; 5; 6; 7; 8; 9; 10	1; 2; 3; 4	2-8
РТ81/2, РТ91/2	5	2; 2,5; 3; 3,5; 4; 4,5; 5		
РТ82/1	10	4; 5; 6; 7; 8; 9; 10	4; 8; 12; 16	2-8
РТ82/2	5	2; 2,5; 3; 3,5; 4; 4,5; 5		
РТ83/1	10	4; 5; 6; 7; 8; 9; 10	1; 2; 3; 4	2-8
РТ83/2	5	2; 2,5; 3; 3,5; 4; 4,5; 5		
РТ84/1	10	4; 5; 6; 7; 8; 9; 10	4; 8; 12; 16	2-8
РТ84/2	5	2; 2,5; 3; 3,5; 4; 4,5; 5		
РТ85/1, РТ95/1	10	4; 5; 6; 7; 8; 9; 10	1; 2; 3; 4	2-8
РТ85/2, РТ95/2	5	2; 2,5; 3; 3,5; 4; 4,5; 5		
РТ86/1	10	4; 5; 6; 7; 8; 9; 10	4; 8; 12; 16	2-8
РТ86/2	5	2; 2,5; 3; 3,5; 4; 4,5; 5		

При десятикратном токе срабатывания.

Отношение тока срабатывания отсечки к току срабатывания индукционного элемента

СОДЕРЖАНИЕ

I ПРЕДИСЛОВИЕ	3
РАЗДЕЛ 1. ЭЛЕКТРИЧЕСКИЕ НАГРУЗКИ	4
<i>Практические занятия</i>	4
1.1. Основные характеристики электрических нагрузок	4
1.2. Методы расчета электрических нагрузок	6
1.3. Нагрузки на вводах к потребителям	8
1.4. Нагрузки комплексов по промышленному производству сельскохозяйственной продукции	17
1.5. Расчет электрических нагрузок в электрических сетях напряжением 380/220 В	42
1.6. Расчет электрических нагрузок в сетях напряжением 10 кВ	73
1.7. Расчет электрических нагрузок в сетях напряжением 35 и 110 кВ	92
РАЗДЕЛ 2. ЭЛЕКТРИЧЕСКИЕ СЕТИ	94
<i>Практические занятия</i>	94
2.1. Виды расчетов воздушных и кабельных линий	94
2.2. Выбор площади сечения проводов и кабелей по нагреву	95
2.3. Выбор площади сечения проводов по экономическим интервалам нагрузок (метод приведенных затрат)	117
2.4. Определение площади сечения проводов по экономической плотности тока	130
2.5. Выбор площади сечения проводов по допустимой потере напряжения	135
2.6. Проверка проводников по условиям короны	147
2.7. Проверка электрической сети напряжением 380 В на возможность пуска асинхронных короткозамкнутых двигателей	149
2.8. Проверка сети напряжением 380/220 В на возможность срабатывания защиты при однофазных коротких замыканиях	155
2.9. Выбор аппаратов защиты для электрических линий напряжением 380/220 В	158

2.10. Расчет замкнутых линий	167
2.11. Определение допустимых потерь напряжения в электрических сетях	182
2.12. Определение потерь энергии в электрических сетях	188
<i>Лабораторные работы</i>	191
Работа 1. ИССЛЕДОВАНИЕ РАДИАЛЬНОЙ ЛИНИИ С НЕСИММЕТРИЧНОЙ НАГРУЗКОЙ ФАЗ	191
Работа 2. ИССЛЕДОВАНИЕ РЕЖИМОВ РАБОТЫ ЛИНИИ С ДВУХСТОРОННИМ ПИТАНИЕМ	201
Работа 3. РЕГУЛИРОВАНИЕ НАПРЯЖЕНИЯ РАДИАЛЬНОЙ СЕТИ	209
Работа 4. ИССЛЕДОВАНИЕ РЕЖИМА НАПРЯЖЕНИЯ СЕЛЬСКОЙ РАДИАЛЬНОЙ СЕТИ И ВЫБОР НАДБАВОК У ТРАНСФОРМАТОРА	215
РАЗДЕЛ 3. РАСЧЕТ ТОКОВ КОРОТКОГО ЗАМЫКАНИЯ	221
<i>Практические занятия</i>	221
3.1. Общие сведения о коротких замыканиях	221
3.2. Порядок расчета токов короткого замыкания	222
3.3. Определение сопротивлений схемы замещения и ее преобразование в простейший вид	224
3.4. Определение токов короткого замыкания в сети, питающейся от мощной энергосистемы	230
3.5. Определение тока короткого замыкания по расчетным кривым	235
3.6. Расчет токов короткого замыкания в точке, питающейся от разноудаленных источников	241
3.7. Расчет токов при несимметричном коротком замыкании	246
3.8. Расчет токов короткого замыкания в сетях напряжением 380/220 В	254
3.9. Определение тока замыкания на землю в системах с изолированной нейтралью	258

РАЗДЕЛ 4. ВЫБОР ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ АППАРАТОВ И ТОКОВЕДУЩИХ ЧАСТЕЙ РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНЫХ УСТРОЙСТВ	260
<i>Практические занятия</i>	260
4.1. Выбор аппаратов по условиям нормального режима работы	260
4.2. Проверка аппаратов и токоведущих частей по режиму короткого замыкания	262
4.3. Выбор и проверка выключателей	265
4.4. Выбор и проверка разъединителей	266
4.5. Выбор и проверка предохранителей	267
4.6. Выбор и проверка выключателей нагрузки	268
4.7. Выбор и проверка трансформаторов тока	268
4.8. Выбор и проверка трансформаторов напряжения	272
4.9. Выбор и проверка токоведущих частей распределительных устройств	274
4.10. Выбор и проверка изоляторов	283
<i>Лабораторные работы</i>	297
Работа 5. ПРЕДОХРАНИТЕЛИ, РАЗЪЕДИНИТЕЛИ И ВЫКЛЮЧАТЕЛИ НАГРУЗКИ	297
Работа 6. МАЛООБЪЕМНЫЕ МАСЛЯНЫЕ И ЭЛЕКТРОМАГНИТНЫЕ ВЫКЛЮЧАТЕЛИ	312
Работа 7. ВАКУУМНЫЕ ВЫКЛЮЧАТЕЛИ	330
Работа 8. ИЗМЕРИТЕЛЬНЫЕ ТРАНСФОРМАТОРЫ ТОКА И НАПРЯЖЕНИЯ	342
Работа 9. ТРУБЧАТЫЕ И ВЕНТИЛЬНЫЕ РАЗРЯДНИКИ, ОГРАНИЧИТЕЛИ ПЕРЕНАПРЯЖЕНИЙ	355
Работа 10. КОМПЛЕКТНЫЕ ТРАНСФОРМАТОРНЫЕ ПОДСТАНЦИИ НАПРЯЖЕНИЕМ 10/0,4 кВ	379

РАЗДЕЛ 5. РЕЛЕЙНАЯ ЗАЩИТА .	391
<i>Практические занятия</i>	391
5.1. Требования к релейной защите	391
5.2. Защита воздушных и кабельных линий напряжением 10...110 кВ	392
5.3. Защита трансформаторов	407
<i>Лабораторные работы</i>	423
Работа 11. ЭЛЕКТРОМАГНИТНЫЕ РЕЛЕ ТОКА И НАПРЯЖЕНИЯ	423
Работа 12. КОМБИНИРОВАННЫЕ ТОКОВЫЕ РЕЛЕ СЕРИИ РТ-80, РТ-90	432
Работа 13. МАКСИМАЛЬНЫЕ ТОКОВЫЕ ЗАЩИТЫ НА ОПЕРАТИВНОМ ПЕРЕМЕННОМ ТОКЕ	440
Работа 14. СХЕМЫ СОЕДИНЕНИЯ ТРАНСФОРМАТОРОВ ТОКА И РЕЛЕ	450
Работа 15. СОГЛАСОВАНИЕ МАКСИМАЛЬНЫХ ТОКОВЫХ ЗАЩИТ С НЕЗАВИСИМЫМИ ВЫДЕРЖКАМИ ВРЕМЕНИ	457
Работа 16. ИССЛЕДОВАНИЕ СХЕМЫ АВТОМАТИЧЕСКОГО ВКЛЮЧЕНИЯ РЕЗЕРВНОГО ПИТАНИЯ	466
Работа 17. УСТРОЙСТВА АВТОМАТИЧЕСКОГО ПОВТОРНОГО ВКЛЮЧЕНИЯ (АПВ)	478
ЛИТЕРАТУРА	485
ПРИЛОЖЕНИЯ	487

Учебное издание

Янукович Генрих Иосифович,
Протосовицкий Иван Васильевич,
Зеленькевич Александр Иосифович и др.

ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЕ
СЕЛЬСКОГО ХОЗЯЙСТВА

Практикум

Ответственный за выпуск Н. Е. Шевчик
Редактор Н. Н. Акимов
Компьютерная верстка Д. О. Хмелевской, А. И. Стебули
Дизайн и оформление обложки И. А. Усенко

Подписано в печать 18.04.2011 г. Формат 60x84 7М .
Бумага офсетная. Печать офсетная.
Усл. печ. л. 31,85. Уч.-изд. л. 24,9. Тираж 270 экз. Заказ 225.

Издатель и полиграфическое исполнение:
учреждение образования
«Белорусский государственный аграрный технический университет»
ЛИ №02330/0552984 от 14.04.2010.
ЛП №02330/0552743 от 02.02.2010.
Пр. Независимости, 99-2, 220023, Минск.