



Министерство образования Республики Беларусь

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

Кафедра «Электроснабжение»

**А. Н. Бохан**

# **ЭЛЕКТРИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ ЭЛЕКТРОСТАНЦИЙ И ПОДСТАНЦИЙ**

**КУРС ЛЕКЦИЙ**

**по одноименной дисциплине  
для студентов специальностей 1-43 01 03  
«Электроснабжение (по отраслям)»  
и 1-43 01 07 «Техническая эксплуатация  
энергооборудования организаций»  
дневной и заочной форм обучения**

**Электронный аналог печатного издания**

**Гомель 2009**

УДК 621.311(075.8)  
ББК 31.277.1я73  
Б86

*Рекомендовано к изданию научно-методическим советом  
энергетического факультета ГГТУ им. П. О. Сухого  
(протокол № 7 от 10.03.2008 г.)*

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

**Бохан, А. Н.**  
Б86 Электрическая часть электростанций и подстанций : курс лекций по одноим. дисциплине для студентов специальностей 1-43 01 03 «Электроснабжение (по отраслям)» и 1-43 01 07 «Техническая эксплуатация энергооборудования организаций» днев. и заоч. форм обучения / А. Н. Бохан. – Гомель : ГГТУ им. П. О. Сухого, 2009. – 72 с. – Систем. требования: PC не ниже Intel Celeron 300 МГц; 32 Mb RAM; свободное место на HDD 16 Mb; Windows 98 и выше; Adobe Acrobat Reader. – Режим доступа: <http://lib.gstu.local>. – Загл. с титул. экрана.

ISBN 978-985-420-853-4.

Рассмотрены электрические схемы, устройство и выбор источников оперативного тока в электроустановках. Даны описание и характеристика основных видов управления высоковольтными аппаратами и принципов построения схем дистанционного управления выключателями. Особое внимание уделено режимам заземления нейтрали в распределительных сетях 6–35 кВ. Представлены методики расчета и устройства электрических заземлений, устройств молниезащиты и ограничителей перенапряжения.

Для студентов специальностей 1-43 01 03 «Электроснабжение (по отраслям)» и 1-43 01 07 «Техническая эксплуатация энергооборудования организаций» дневной и заочной форм обучения.

УДК 621.311(075.8)  
ББК 31.277.1я73

ISBN 978-985-420-853-4

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

# Тема 1. ИСТОЧНИКИ ОПЕРАТИВНОГО ТОКА НА ЭЛЕКТРОСТАНЦИЯХ И ПОДСТАНЦИЯХ

## 1.1. Переменный и выпрямленный оперативный ток

Применяют два вида оперативного тока: переменный и выпрямленный – на подстанциях с упрощенными схемами распределительных устройств высокого напряжения и постоянный – на электростанциях и подстанциях, имеющих стационарные аккумуляторные установки.

В качестве источников переменного оперативного тока используются трансформаторы тока и напряжения, а также трансформаторы собственных нужд. Эти источники тока имеют свои недостатки. Так, ТТ обеспечивают надежное питание оперативных цепей только лишь во время КЗ, когда резко возрастают ток и напряжение на их зажимах, а ТН и ТСН не пригодны для питания оперативных цепей при КЗ, так как при этом снижается напряжение в питающей сети, но они пригодны для питания оперативных цепей в режимах работы, близких к номинальным, поэтому область их раздельного применения ограничена.

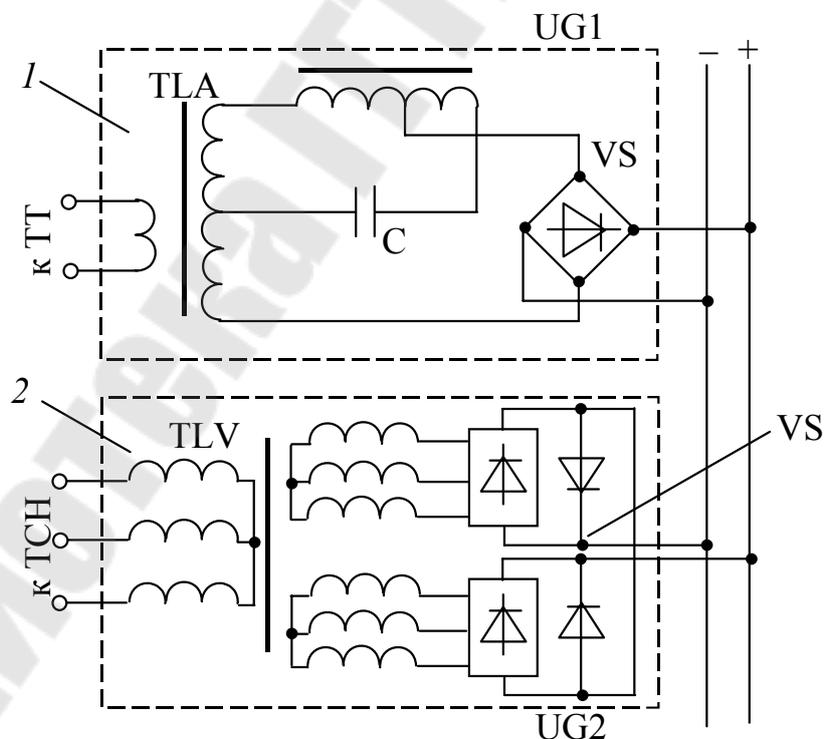


Рис. 1.1. Блоки питания БПТ-1002 и БПН-1002:

1 и 2 – блоки питания от трансформаторов тока и собственных нужд

Широкое применение на подстанциях получили источники комбинированного питания одновременно от трансформаторов тока и напряжения. От них включают полупроводниковые выпрямительные устройства и специальные блоки питания. Источники комбинированного питания можно разделить на три группы: источники для заряда и подзаряда аккумуляторных батарей; источники оперативного тока, питающие цепи управления и сигнализации; источники, предназначенные для питания электромагнитов включения масляных выключателей.

Блоки питания серии БП-1002 (типов БПН-1002 и БПТ-1002) предназначены для питания выпрямленным током аппаратуры релейной защиты, сигнализации и управления, выполненной на номинальное напряжение 110 и 220 В и имеющей номинальную мощность до 1500 Вт в кратковременном режиме (рис. 1.1). Токовые блоки питания БПТ-1002 включаются на комплекты трансформаторов тока, использование которых для других целей не допускается. Первичная обмотка промежуточного трансформатора блока БПТ-1002 выполнена из отдельных электрически изолированных секций, позволяющих изменять число витков первичной обмотки от 25 до 200 через каждые 25 витков в зависимости от типа трансформатора тока. Каждая фаза первичной обмотки промежуточного трансформатора блока БПН-1002 выполнена из двух секций, которые могут включаться последовательно или параллельно. При параллельном включении секций и соединении обмоток в треугольник номинальное напряжение блока 110–127 В; при последовательном включении секций оно равно 220 В при соединении обмоток в треугольник и 380–400 В при соединении в звезду. Выходное напряжение регулируется переключением ответвлений на вторичных обмотках.

К источникам выпрямленного тока следует также отнести предварительно заряженные конденсаторы, поскольку они заряжаются через выпрямители, питаемые от источников переменного тока. На рис. 1.2 приведена электрическая схема зарядного устройства УЗ-401 (СГ1). Номинальное напряжение на выходе зарядного устройства 400 В. Блоки конденсаторов серии БК-400 (СГ2) предназначены для создания запаса энергии, используемой для приведения в действие отключающих электромагнитов приводов выключателей, реле защиты и т. п. Блоки выполняются из конденсаторов напряжением 400 В, 20 мкФ, соединяемых параллельно для получения необходимой емкости.

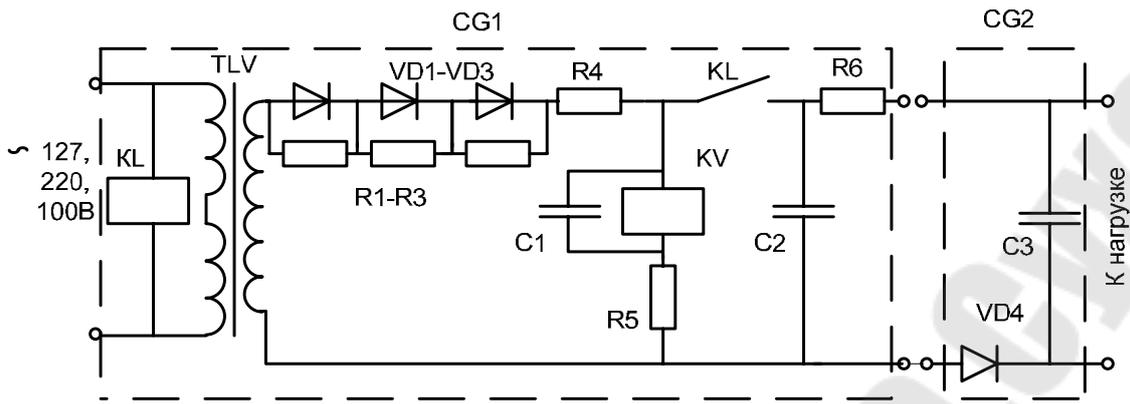


Рис. 1.2. Схема зарядного устройства конденсаторов УЗ-401

Технические данные блока конденсаторов приведены в табл. 1.1.

Таблица 1.1

**Техническая характеристика конденсаторных блоков**

Тип блока	Емкость конденсатора, мкФ
БК-401	40
БК-402	80
БК-403	200

Блоки питания и заряда типов БПЗ-401 и БПЗ-402 (рис. 1.3) предназначены для заряда конденсаторных батарей, используемых для приведения в действие аппаратов и устройств релейной защиты (режим зарядного устройства) или питания выпрямленным током аппаратуры автоматики, управления и релейной защиты (режим блока питания).

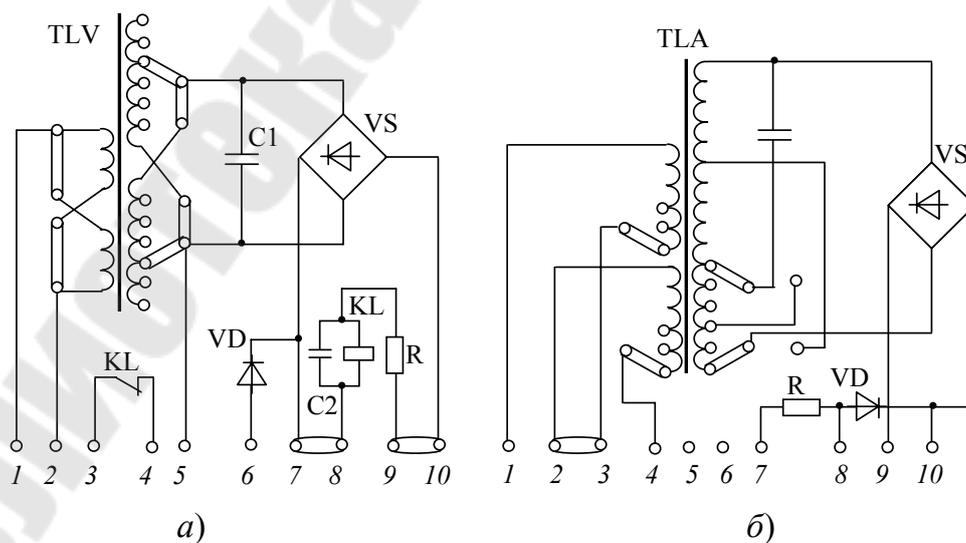


Рис. 1.3. Блоки питания: а – БПЗ-401; б – БПЗ-402: 1...10 – зажимы выводов

Блоки типа БПЗ-401 включаются на измерительные трансформаторы напряжения или на трансформаторы собственных нужд, а блоки типа БПЗ-402 могут включаться на все трансформаторы тока, отдаваемая мощность которых при двукратном номинальном токе составляет не менее  $500 \text{ В} \cdot \text{А}$ .

### **Выбор блоков питания**

Блок питания выбирают по максимальной мощности (минимальному сопротивлению) нагрузки, необходимой для надежной работы реле и электромагнитов отключения. Номинальное выходное напряжение рекомендуется  $220 \text{ В}$ , так как на это напряжение в основном рассчитаны применяемые типовые схемы управления, защиты и сигнализации.

Минимальное напряжение на выходе блока при нагрузке должно быть не ниже  $80 \%$  номинального. Дальнейший выбор сводится к определению вторичных тока и напряжения надежной работы и проверке обеспеченности питания оперативных цепей в любых возможных режимах работы подстанции и питающей энергосистемы.

Ток надежной работы – это ток, подаваемый на токовый блок, при котором выходное напряжение при данной нагрузке равно минимально допустимому.

Напряжение надежной работы – это напряжение, подаваемое на блок, при котором выходное напряжение при данной нагрузке равно минимально допустимому.

Выбор числа витков первичной обмотки блока типа БПЗ-402 производится следующим образом: вольт-амперная характеристика трансформатора тока (снятая экспериментально, взятая из паспортных данных или построенная расчетным путем) сравнивается с семейством вольт-амперных характеристик ненагруженного блока, снятых с первичной стороны. Число витков первичной обмотки трансформатора блока выбирается таким образом, чтобы вольт-амперная характеристика трансформатора тока проходила выше вольт-амперной характеристики блока при токах более  $5 \text{ А}$ .

Определение первичного тока надежной работы блоков БПТ-1002 производится в следующем порядке:

1. Вольт-амперная характеристика трансформатора тока сравнивается с семейством вольт-амперных характеристик блоков при холостом ходе. Выбирается число витков блока таким образом, чтобы вольт-амперная характеристика трансформатора тока проходила выше вольт-амперной характеристики блока при токах более  $5 \text{ А}$ .

Рекомендуемое число витков для некоторых типов трансформаторов тока приведено в табл. 1.2.

Таблица 1.2

Тип трансформатора тока	Коэффициент трансформации	Число витков
ТВТ-110 (варианты исполнения 300 и 600 А)	100/5	50
	150/5	75
	200/5	100
	300/5	175
	400/5; 600/5	200
ТВТ-35М	150/5; 200/5	50
	300/5	100
	400/5	125
	Остальные	200
ТПОЛ-10 (обмотка класса Р)	600/5; 1000/5	50
	800/5; 1500/5	75
ТВЛМ-10 (обмотка класса Р)	600/5; 1000/5	75
	800/5	100
	1500/5	125
ТЛМ (обмотка класса Р)	300/5	75
	800/5; 1000/5	100
	1500/5	125

Выбранное число витков проверяется по уровню перенапряжений при максимальной кратности первичного тока таким образом, чтобы МДС не превышала 24750 ампер-витков:

$$F_{\text{расч}} = 5m_{\text{max}} \cdot k_{\text{сх.бл}} \cdot w_{\text{бл}} \leq 24750; \quad (1.1)$$

$$m_{\text{max}} = I_{\text{max}} / I_{\text{ном}}$$

где  $m_{\text{max}}$  – максимальная расчетная кратность первичного тока;  $I_{\text{max}}$  – максимальный расчетный ток КЗ, А, при котором ток в блоке максимально возможный;  $I_{\text{ном}}$  – номинальный первичный ток трансформатора тока, А;  $k_{\text{сх.бл}}$  – коэффициент схемы блока.

Если условие (1.1) не выполняется, необходимо уменьшить число витков таким образом, чтобы это условие было выполнено.

### Выбор конденсаторов

Необходимая для отключения привода энергия заряда конденсатора, Вт · с, определяется по выражению:

$$A = 1,25 \cdot U_{\text{ном}}^2 \cdot t/R, \quad (1.2)$$

где  $U_{\text{ном}}$  – номинальное напряжение отключающего электромагнита, В;  $R$  – сопротивление катушки отключающего электромагнита, Ом;  $t$  – время отключения привода, с.

Необходимая емкость конденсатора, мкФ:

$$C = 2 \cdot A \cdot 10^6 / U^2, \quad (1.3)$$

где  $U$  – напряжение на конденсаторе, В (при заряде от блока БПЗ-401 принимается равным 320 В).

При проектировании РУ и подстанций на выпрямленном оперативном токе необходимо учитывать следующее:

1. Токовые блоки обеспечивают надежную работу при определенных минимальных значениях первичных токов трансформаторов тока. Поэтому обязательно должна проводиться проверка обеспечения надежной работы блоков в защищаемой сети.

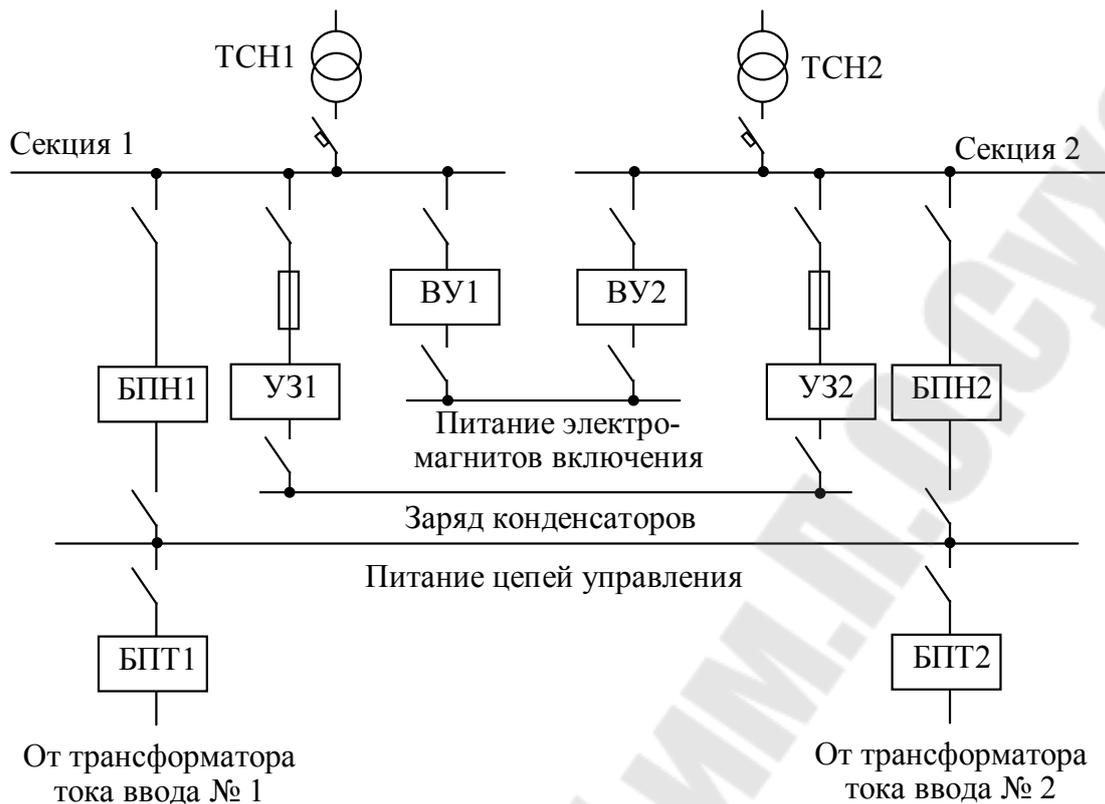
2. Отключение электродвигателей 10(6) кВ при действии защиты минимального напряжения должно выполняться с помощью предварительно заряженных конденсаторов, так как при исчезновении напряжения блок напряжения не обеспечит питания цепей защиты.

3. Пульсации выпрямленного напряжения на выходе блоков питания превышают 5 %, в связи с чем должны приниматься специальные меры для обеспечения надежной работы устройств, чувствительных к пульсациям. Для сглаживания пульсаций используются сглаживающие фильтры, поставляемые в комплекте блоков питания БПНС-2.

Один из вариантов построения схемы питания оперативных цепей приведен на рис. 1.4.

Для питания выпрямленным током электромагнитов включения приводов выключателей с током нагрузки до 320 А применяются устройства питания комплектные (типа УКП). Устройство УКП состоит из следующих элементов: силовой выпрямитель с распределительным устройством выпрямленного тока и аппаратурой сигнализации.

Цепи управления, релейной защиты и автоматики подключаются к комбинированному блоку питания от трансформаторов тока и напряжения, а питание электромагнитов отключения может обеспечиваться от предварительно заряженных конденсаторных блоков типа БК-401.



*Рис. 1.4.* Схема питания оперативных цепей выпрямленным током: ТСН1 и ТСН2 – трансформаторы собственных нужд; ВУ1, ВУ2 – выпрямительные устройства; УЗ1 и УЗ2 – зарядные устройства конденсаторов; ШП – шины питания электромагнитного включения выключателей; БПН1, БПН2 – блоки питания; БПТ1, БПТ2 – токовые блоки питания

### Импульсный блок питания ВВ/TEL

В связи с внедрением в электроустановках новых типов выключателей, отличающихся небольшой потребляемой мощностью цепей управления, были разработаны также источники питания оперативных цепей повышенной надежности. Одним из таких источников является блок ВВ/TEL-220-02А. Блок питания работает от источника переменного тока в диапазоне напряжений 75–260 В и от источника постоянного тока (75–300 В) и предназначен для питания цепей управления выключателя ВВ/TEL-10-Х/Х. Предусмотрена также возможность питания блока от вспомогательного источника постоянного тока напряжением 12–24 В. Продолжительность работы от вспомогательного источника не должна превышать 10–15 мин. Функциональная схема блока представлена на рис. 1.5.

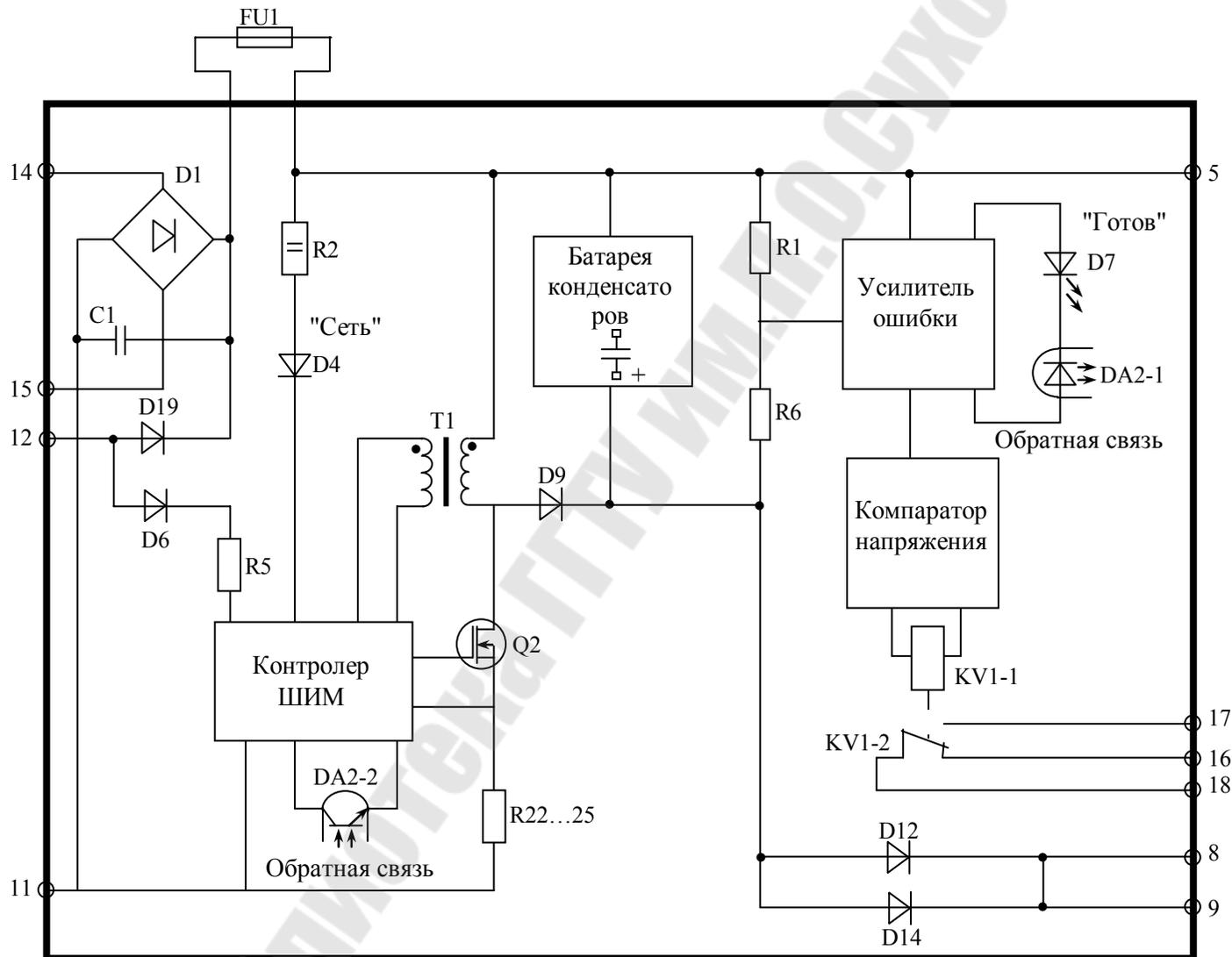


Рис. 1.5. Функциональная схема блока питания ВВ/TEL-220-02А

Импульсный преобразователь напряжения (инвертор) выполнен по схеме однотактного «обратноходового» (flyback) преобразователя. В состав инвертора входят: обмотка трансформатора Т1, силовой ключ Q2, диод D9, датчик тока «прямого хода» R22–R25 и контроллер управления. При подаче напряжения питания на Блок (контакты 14, 15), контроллер управления силовым инвертором питается по цепи: выпрямительный мост D1, резистор R2 и светодиод «СЕТЬ» D4. Как только напряжение на контроллере достигнет 7–8 В открывается силовой ключ Q2 и через обмотку Т1, открытый канал Q2 и резисторы R22–R25 начинает течь ток. При достижении напряжения на R22–R25 1 В, что соответствует току примерно 3 А, контроллер управления закрывает ключ Q2. После чего начинается вторая фаза преобразования. Накопленная трансформатором (реактором) Т1 электрическая энергия передается во вторичную цепь, в батарею конденсаторов и нагрузку Блока (выводы 5, 6 и 8, 9). Затем процесс повторяется. Частота преобразования задается тактовым генератором контроллера управления и составляет 20–25 кГц. Стабилизация напряжения на батарее конденсаторов осуществляется с помощью усилителя ошибки, который производит сравнение опорного напряжения с напряжением на делителе R1, R6. Сигнал рассогласования передается в контроллер управления через оптрон обратной связи DA2. В соответствии с уровнем сигнала рассогласования контроллер управляет продолжительностью открытого состояния ключа Q2.

Питание инвертора от вспомогательного источника 12–24 В (контакты 11, 12) происходит через диод D19, а контроллера управления по цепи D6, R5. Процесс преобразования напряжения остается таким же, как и при питании от сети 220 В. Компаратор напряжения предназначен для контроля нижнего и верхнего допустимых уровней выходного напряжения. Компаратор управляет реле сигнализации превышения/принижения напряжения таким образом, что когда выходное напряжение Блока находится вне рабочего диапазона – обмотка реле KV1 обесточена (контакты 16, 18 замкнуты, а 17, 16 разомкнуты), когда напряжение в норме – контакты 17, 16 замкнуты, а 16, 18 разомкнуты. Выходное напряжение блока составляет  $230 \pm 10$  В.

## **1.2. Оперативный постоянный ток в электроустановках**

Основным источником оперативного постоянного тока являются свинцово-кислотные аккумуляторные батареи с зарядными устройствами напряжением 110 и 220 В, а на небольших подстанциях – 24 или 48 В.

В качестве источников постоянного оперативного тока используются аккумуляторные батареи типа СК или СН, а также необслуживаемые (герметизированные) аккумуляторы.

### Потребители постоянного тока

Всех потребителей энергии, получающих питание от аккумуляторной батареи, можно разделить на три группы:

1. Постоянно включенная нагрузка – аппараты устройств управления, блокировки, сигнализации и релейной защиты, постоянно обтекаемые током, а также постоянно включенная часть аварийного освещения. Постоянная нагрузка на аккумуляторной батарее зависит от мощности постоянно включенных ламп сигнализации и аварийного освещения, а также от типов реле. Так как постоянные нагрузки невелики и не влияют на выбор батареи, в расчетах можно ориентировочно принимать для крупных подстанций 110–500 кВ значение постоянно включенной нагрузки 25 А.

2. Временная нагрузка – появляющаяся при исчезновении переменного тока во время аварийного режима – токи нагрузки аварийного освещения и электродвигателей постоянного тока. Длительность этой нагрузки определяется длительностью аварии (расчетная длительность 0,5 ч).

Примерный состав точек установки светильников аварийного освещения, выполняемого с использованием ламп накаливания, и оценка их мощности приведены в табл. 1.3.

Таблица 1.3

Место установки светильников	Количество светильников	Мощность единицы, Вт	Общая мощность, Вт	Ток, А, при $U = 220 \text{ В}$
ЗРУ 6(10) кВ при двух выходах	2	60	120	0,6
ОПУ подстанции 110(220)/6(10) кВ	2	60	120	0,6
ОПУ подстанции 220(110)/6(10) кВ	6	60	120	2,0
Лестница 1 шт., 2 марша	3	40	120	0,6
Помещение аккумуляторной батареи	2	60	120	0,6

3. Кратковременная нагрузка (длительностью не более 5 с) создается токами включения и отключения приводов выключателей и автоматов, пусковыми токами электродвигателей и токами нагрузки аппаратов управления, блокировки, сигнализации и релейной защиты, кратковременно обтекаемых током.

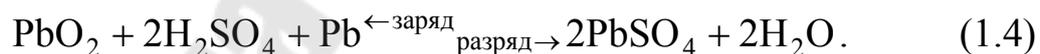
## Характеристики и режимы работы аккумуляторов

В электроустановках широко применяются свинцово-кислотные аккумуляторы типа СК и СН, отличающиеся электрическими характеристиками, размерами пластин, устройством сосудов и другими элементами конструкции.

Положительная пластина изготавливается из чистого свинца, которая в процессе формирования аккумулятора преобразуется в перекись свинца  $PbO_2$ . Отрицательная пластина изготавливается из окислов свинца и порошкового свинца, которые при формировании превращаются в губчатый свинец. Чтобы пластины между собой не соприкасались, между ними размещается сепаратор. Пластины с активной массой размещаются в стеклянных или керамических сосудах. В качестве электролита применяется раствор серной кислоты плотностью 1,2 при температуре 25 °С. Аккумуляторы СК – с коробчатыми отрицательными пластинами. Аккумуляторы СН – с намазными пластинами.

Аккумуляторы типа СН имеют более совершенную конструкцию и лучшие разрядные характеристики. Они рекомендованы для применения на подстанциях. Для обеспечения аварийной нагрузки электростанций их емкость обычно недостаточна.

Разряд аккумулятора происходит при замыкании внешней цепи на нагрузку, при этом на положительной и отрицательной пластине происходит химическая реакция:



При разряде реакция читается слева направо. Молекулы серной кислоты вступают в реакцию с активной массой пластин, образуя на них сульфат свинца  $PbSO_4$ . Концентрация электролита в порах активной массы в процессе разряда снижается. Это приводит к снижению напряжения на зажимах аккумулятора.

В настоящее время выпускаются также малообслуживаемые (требующие незначительного ухода) и герметичные необслуживаемые аккумуляторы. В них используется принцип рекомбинации газов по кислородному циклу, в результате которой выделяющиеся внутри аккумулятора кислород и водород вновь соединяются с образованием воды. Существует два основных способа «связывания» электролитов:

– применение пропитанного жидким электролитом пористого заполнителя, например стекловолкна (технология Absorptive Glass Mat – AGM);

– использование гелеобразного электролита (технологии Dryfit и Gelled Electrolyte – GEL).

Их главное преимущество перед аккумуляторами классического типа состоит в том, что они практически не требуют обслуживания в течение всего срока службы и могут эксплуатироваться в помещениях с естественной вентиляцией.

У всех типов свинцово-кислотных аккумуляторов имеется зависимость доступной емкости аккумуляторов от тока разряда и от температуры.

Доступная емкость батареи уменьшается при увеличении разрядного тока и при уменьшении температуры окружающей среды.

В качестве примера приведены разрядные характеристики герметизированных батарей фирмы Casil.

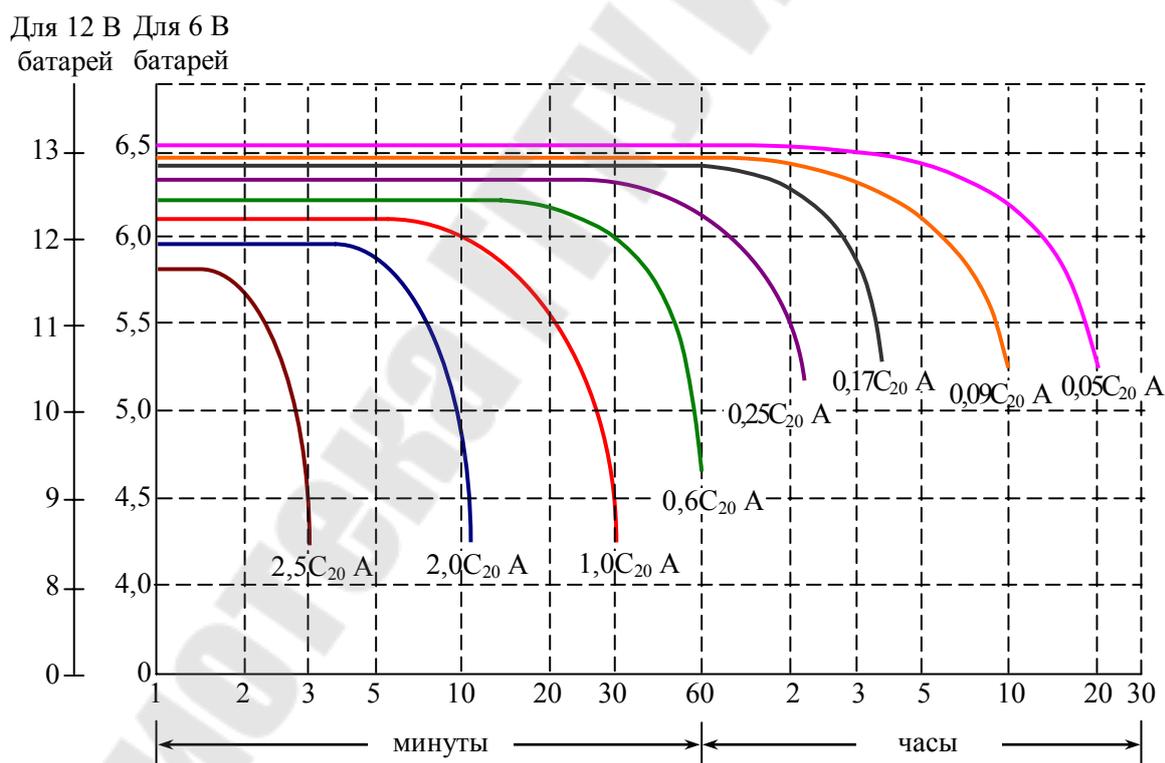


Рис. 1.6. График разрядных характеристик при различных скоростях разряда

## Температурный эффект

Повышение рабочей температуры влечет увеличение емкости батареи.

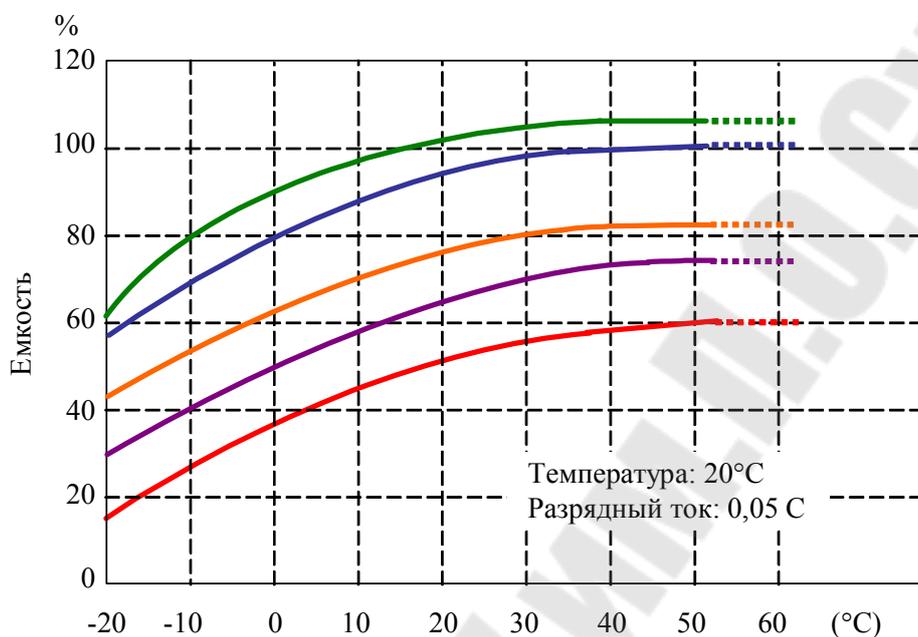


Рис. 1.7. Зависимость емкости батареи от рабочей температуры

## Изменения внутреннего сопротивления

На рис. 1.8 показаны графики внутреннего сопротивления батареи Casil, измеренное на частоте 1000 Гц.

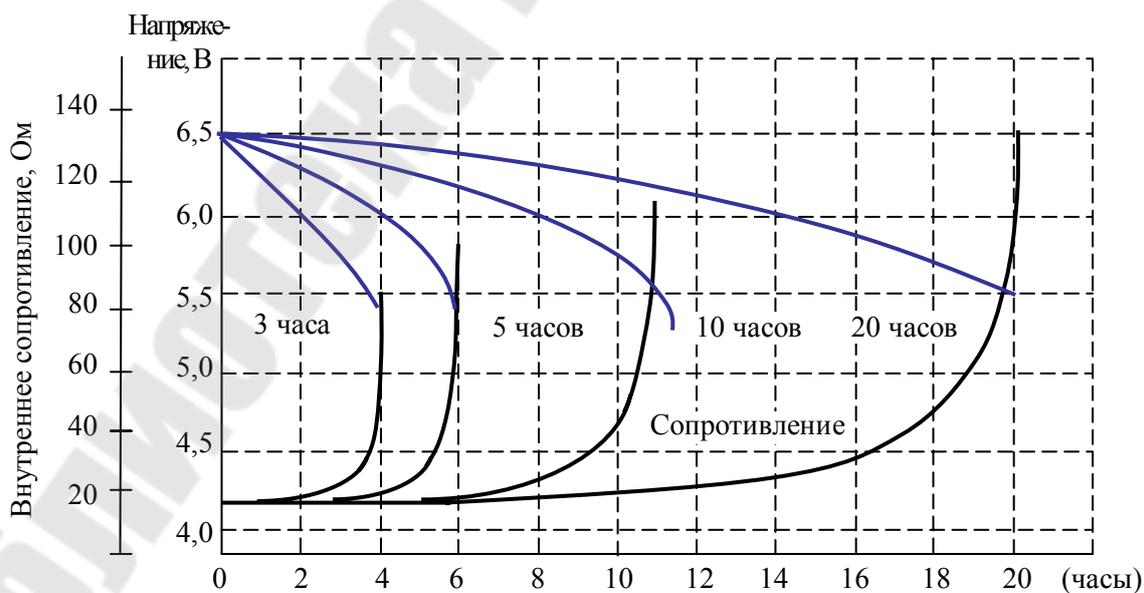


Рис. 1.8. Зависимость внутреннего сопротивления от степени разряда

На электростанциях в настоящее время широко применяются в качестве источников оперативного постоянного тока аккумуляторы СК. Для аккумуляторов СК установлено 45 типоразмеров, отличающихся числом и размерами (1, 2, 3, ..., 6, 8, 10, ..., 20, 24, 28, ..., 148). А для аккумуляторов типа СН-14 типоразмеров (0,5; 1, 2, 3, 4, 5, 6, 8, 10, 12, 14, 16, 18, 20).

Характеристики аккумуляторов первого номера обоих типов приведены в табл. 1.4.

Таблица 1.4

**Характеристики первого номера аккумуляторов типа СК и СН**

Показатели	Тип аккумулятора					
	СК	СН	СК	СН	СК	СН
Продолжительность разряда, ч	10,0	10,0	1,0	1,0	0,5	0,5
Разрядный ток, А	3,6	4	18,5	20	25	30
Номинальная емкость, А · ч	36	40	18,5	20	12,5	15

Емкости и разрядные токи аккумуляторов могут быть определены умножением соответствующих значений для аккумулятора первого номера на *типовой номер*.

Напряжение снижается тем больше, чем больше ток разряда. Это объясняется тем, что при разряде большим током в течение малого времени диффузия серной кислоты в поры активной массы не успевает за процессом образования сульфата свинца. Сульфат свинца закрывает доступ к активной массе. В результате этого процесса емкость одного и того же аккумулятора различна и зависит от разрядного тока (или длительности разряда).

Заряд аккумулятора производится от источника постоянного тока (выпрямительной установки). При этом к аккумулятору подводится напряжение большее, чем его ЭДС, и направление движения ионов внутри аккумулятора меняется на противоположное. Реакция (1.4) читается справа налево. В процессе реакции сульфат свинца на обеих пластинах восстанавливается: на положительной пластине – в перекись свинца, а на отрицательной – в металлический свинец, и образуется серная кислота. Концентрация электролита в процессе заряда растет, поэтому напряжение на аккумуляторе увеличивается. По мере заряда реакция переносится вглубь активной массы. К концу заряда, когда большая часть сульфата свинца восстановлена, происходит реакция электролиза воды, в результате которой у отрицательной пластины выделяются пузырьки водорода, у положительной – кислород.

Газовыделение начинается при напряжении 2,3 В. Чтобы не допустить бурного газовыделения, зарядный ток снижают и продолжают заряд при напряжении 2,3 В. Увеличение напряжения в конце заряда до 2,5–2,7 В на аккумулятор приводит к необходимости устройств регулирования числа банок в батарее, что усложняет схему. Поэтому широко применяется метод заряда аккумуляторной батареи при напряжении 2,3 В на один аккумулятор. Режим постоянного подзаряда для стационарных аккумуляторных установок принят как основной нормальный режим.

Аккумуляторная батарея должна быть выбрана так, чтобы она совместно с кабелями, питающими цепи включения приводов выключателей, и зарядно-подзарядными устройствами обеспечивала надежное и экономичное питание потребителей постоянного тока во всех возможных режимах работы.

В нормальном режиме основные элементы  $n_0$  батареи подключены к подзарядному устройству:

$$n_0 = 230 \text{ В} / 2,15 \text{ В} = 108 \text{ элементов,}$$

где 230 В – напряжение на шинах ( $1,05 \cdot U_{\text{ном}}$ ); 2,15 В – напряжение на элементе в режиме заряда.

Это же подзарядное устройство питает постоянно включенную нагрузку постоянного тока  $I_{\text{дл}}$ . Заряд батареи производится после ликвидации аварии, а также один раз в три месяца осуществляется уравнительный дозаряд от зарядного устройства. Учитывая, что в режиме заряда напряжение на элементе поднимается до 2,7 В, к шинам присоединяется:  $n_{\text{min}} = 230 \text{ В} / 2,7 \text{ В} = 85 \text{ элементов}$ .

В схемах без элементного коммутатора батареи имеют отпайки от 85 и 108 элементов. Таким образом, к шинам постоянного тока подключаются 85, 108 и 125 элементов в режимах заряда, постоянного подзаряда и аварийного разряда соответственно.

При расчете исходным является наименьший номер аккумуляторной батареи  $N$ , определяемый по условию обеспечения минимально допустимого напряжения при толковых токах от наиболее мощного привода в конце аварийного разряда батареи.

Аккумуляторную батарею и кабели выбирают в первую очередь для РУ с выключателями, имеющими наибольшие толковые токи электромагнитов включения, затем проверяют выбранный номер аккумуляторов для других РУ и, если не возникает необходимости в увеличении номера, определяют сечение кабелей для каждого РУ.

### 1.3. Выбор аккумуляторных батарей

Аккумуляторные батареи выбирают с учетом прогнозируемого режима работы, характера изменения нагрузки, диапазона изменения силы тока и напряжения, температуры окружающей среды. Все эти факторы определяют необходимую емкость аккумуляторной батареи, выражаемую в ампер-часах (А · ч). Для упрощения выбора в спецификациях на батареи производители приводят данные, отражающие их способность отдавать постоянную мощность или постоянный ток в зависимости от емкости, времени разряда и допустимого остаточного напряжения на каждой банке.

При выборе аккумуляторной батареи (СК, СН) задачей расчета является выбор номера и количества элементов батареи. Исходными данными к расчету являются:

- 1) типы выключателей и приводов к ним;
- 2) номинальный ток электромагнитов включения приводов  $I_{пр}$ ;
- 3) ток аварийной получасовой нагрузки и аварийного освещения  $I_{0,5}$ ;
- 4) ток постоянной нагрузки  $I_{дл}$ .

Типовой номер батареи  $N$  выбирается по формулам:

$$N \geq (1,05) \cdot I_{AB} / j; \quad (1.5)$$

$$I_{AB} = I_{дл} + I_{0,5}, \quad (1.6)$$

где  $I_{AB}$  – ток аварийного получасового режима;  $j$  – допустимая нагрузка аварийного получасового разряда, А, приведенная к первому номеру аккумулятора, которую можно определить (для батарей СН) в зависимости от температуры электролита  $t$ , °С, по выражению:

$$j = 18,8 + 0,2 \cdot t, \quad (1.7)$$

где  $t = +10$  °С – минимально допустимая температура.

Полученный по выражению (1.2) номер  $N$  округляется до ближайшего большего типового. При выборе аккумуляторной батареи, как правило, определяющим фактором является включение одного наиболее мощного выключателя или одновременное отключение группы выключателей, что может иметь место как в нормальном, так и в аварийном режимах работы батареи. Выбранный аккумулятор проверяется по наибольшему пиковому току  $I_{п.макс}$ , величина которого:

$$I_{п.маx} = I_{AB} + I_{пр}, \quad (1.8)$$

где  $I_{пр}$  – ток, потребляемый электромагнитом включения самого мощного привода выключателя, или ток, потребляемый электромагнитами отключения группы выключателей на подстанции (максимальное значение).

Условие проверки:

$$(46 - 50) \cdot N \geq I_{п.маx}, \quad (1.9)$$

где (46–50) – коэффициент, учитывающий допустимую перегрузку аккумуляторов типа СК (46) или СН (50) в режиме кратковременного разряда.

При невыполнении условия (1.9) принимается больший номер батареи.

Определяется наибольший пиковый ток, приведенный к батарее с типовым номером  $N = 1$ :

$$I_{п1} = I_{п.маx} / N. \quad (1.10)$$

Определяется отклонение напряжения, %, при минимально допустимой температуре +10 °С:

$$\Delta U / U = 100 - 0,3445 \cdot I_{п1}. \quad (1.11)$$

С учетом падения напряжения в соединительном контрольном кабеле (условно 5 %), напряжение на приводах высоковольтных выключателей, %:

$$U_{п.в} = (\Delta U / U) - 0,5. \quad (1.12)$$

При этом допустимый диапазон отклонений напряжения  $U_{п.в.доп}$  составляет (80–110) %. Должно быть обеспечено выполнение условия:

$$U_{п.в.доп} \leq U_{п.в}. \quad (1.13)$$

Число элементов в батарее при напряжении на шинах постоянного тока 220 В:

$$n = 220 / 1,75 = 125, \quad (1.14)$$

где 1,75 – напряжение на аккумуляторе (элементе) в режиме кратковременного разряда. На подстанциях 110–330 кВ устанавливается одна аккумуляторная батарея 220 В.

Аккумуляторные батареи на подстанциях, как правило, выполняются по схеме с постоянным подзарядом без элементного коммутатора.

Для подзаряда и послеаварийного заряда устанавливаются выпрямительные агрегаты ВАЗП-380/260-40/80 на напряжение 380 В и 260 В и ток 40 и 80 А. Потребляемая мощность (при  $\cos\varphi = 0,86$ ) составляет 20,8 и 15,2 кВт соответственно.

В качестве зарядных устройств применяются статические преобразователи. Для выбора подзарядного и зарядного устройств определяют величину тока подзаряда  $I_{\text{п}}$  и напряжение  $U_{\text{п}}$ , ток заряда  $I_3$  и напряжение в конце заряда  $U_3$ , по которым определяют необходимую мощность преобразователя:

$$I_{\text{п}} \geq 0,15 \cdot N + I_{\text{дл}}; \quad (1.15)$$

$$U_{\text{п}} = 2,2 \cdot n_0; \quad (1.16)$$

$$I_3 = 5 \cdot N + I_{\text{дл}}; \quad (1.17)$$

$$U_3 = 2,75 \cdot n_0. \quad (1.18)$$

В настоящее время на подстанциях широко применяются для питания оперативным постоянным током шкафы оперативного тока ШОТы. Они предназначены для бесперебойного электроснабжения ответственных потребителей при отключении сети. Базовый комплект ШОТ включает в себя: шкаф, зарядное устройство, аккумуляторную батарею (герметизированную), автоматические выключатели, устройство контроля изоляции, измерительные приборы, контроллер сбора и обработки информации. Схема питания цепей от шкафа оперативного тока представлена на рис. 1.9.

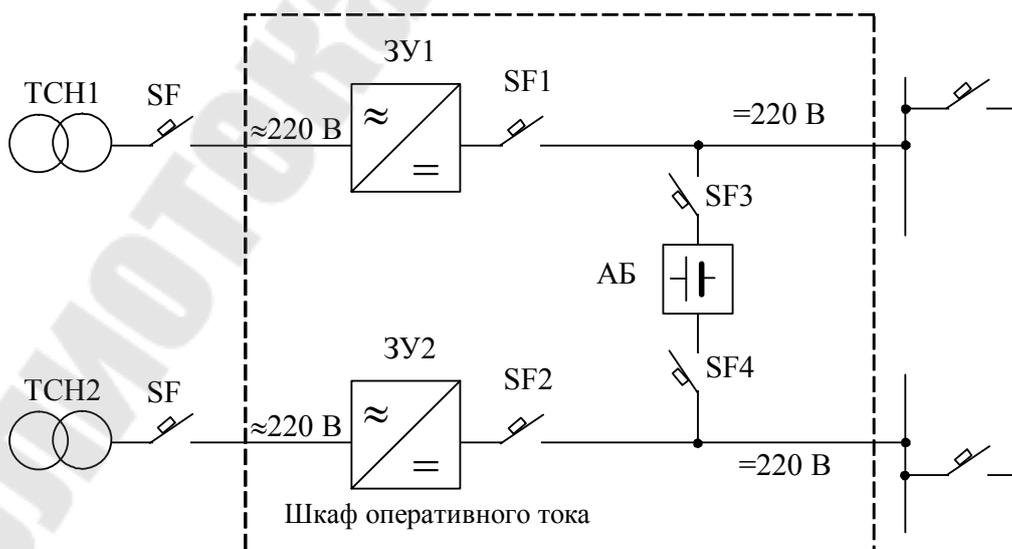


Рис. 1.9. Схема питания оперативных цепей от шкафа оперативного тока

Шкаф оперативного тока работает от двух независимых источников питания переменного тока. Зарядное устройство и аккумуляторная батарея находятся в постоянном параллельном соединении, обеспечивая, таким образом, высокую безопасность и надежность эксплуатации в сочетании с экономичностью. Зарядное устройство обеспечивает питание потребителей и одновременно заряжает батарею.

В состав шкафов оперативного тока могут входить аккумуляторы разных фирм (Хокер, FIAMM и др.) и различной емкости. Как правило, паспортные значения емкости герметизированных аккумуляторов указываются для малых токов разряда и большой длительности. Шкаф оперативного тока должен обеспечить питание ответственных потребителей при перерывах питания длительностью 0,5–2 ч. Поэтому расчетная емкость аккумуляторов в составе ШОТ должна быть определена для расчетного режима разряда.

Из приведенных выше характеристик герметизированных аккумуляторов фирмы Casil следует:  $C_{0,5ч} = 0,5 \cdot C_{20ч}$ .

Для аккумуляторов СН и СК емкость получасового разряда составляет –  $C_{0,5ч} = 0,42 \cdot C_{10ч}$ , СК –  $C_{0,5ч} = 0,38 \cdot C_{10ч}$ . Для обеспечения надежного питания оперативных цепей при перерывах питания при отсутствии достоверной информации о разрядных характеристиках герметизированных аккумуляторов можно рекомендовать с учетом запаса коэффициенты пересчета емкости аккумуляторов СК или СН.

## **Тема 2. ДИСТАНЦИОННОЕ УПРАВЛЕНИЕ КОММУТАЦИОННЫМИ АППАРАТАМИ**

### **2.1. Виды управления**

Включение и отключение высоковольтного выключателя осуществляется его приводом.

Ручное управление может осуществляться либо непосредственно на месте установки путем физического воздействия оператора на привод, либо с помощью командоаппарата с местного щита, либо из ячейки КРУ через электрическую схему, так же как с удаленного пункта управления (ЦЩУ, БЩУ). Автоматическое управление осуществляют устройства релейной защиты, станционной автоматики.

Управление выключателями может осуществляться с разных щитов станции или подстанции, а также с диспетчерских пунктов. При этом совмещаются принципы централизованного и децентрали-

зованного управления, что обеспечивает высокую оперативность управления, надежность и экономичность. Наиболее ответственные объекты имеют дублированное управление.

Существенное различие имеют способы управления со щитов электростанций и подстанций и со щита энергосистемы. При расстояниях, измеряемых десятками метров, возможна непосредственная электрическая связь между командоаппаратом (ключом управления) и исполнительным органом или между сигнальным (измерительным) прибором и датчиком. В таком случае управление получило название дистанционного. При расстояниях, измеряемых десятками и сотнями километров (управление с ДП), передача команды, сигнала, результатов измерения осуществляется средствами телемеханики, т. е. преобразованием команды, сигнала, результатов измерения в соответствующий импульс на передающем конце и последующим преобразованием его в удобную величину на приемном конце. При этом управление называется телемеханическим.

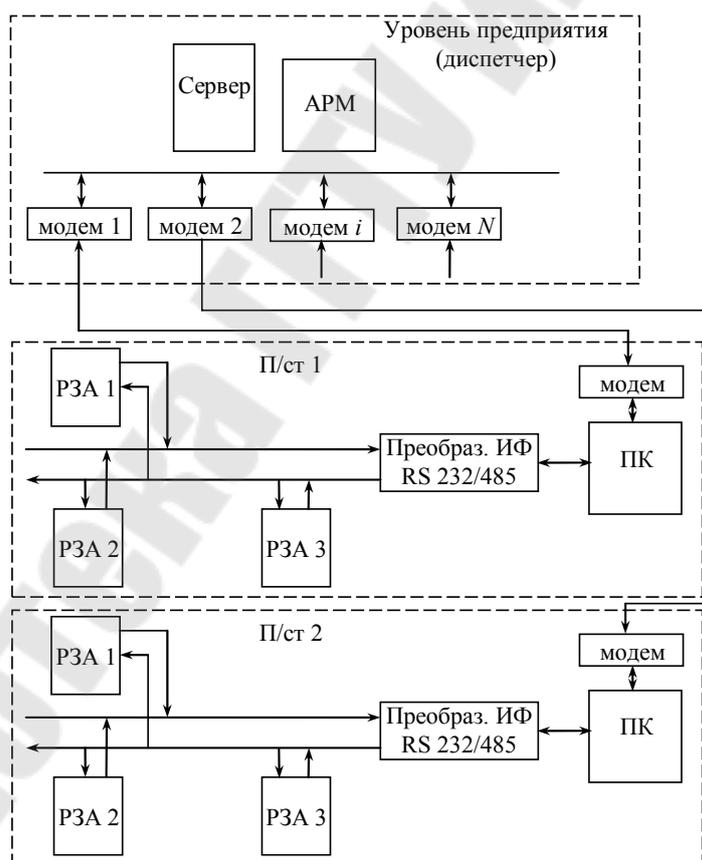


Рис. 2.1. Иерархическая МП-система управления подстанциями

При использовании на подстанции микропроцессорных устройств РЗА центральная сигнализация и телемеханика организовывается через

локальную сеть и коммутируемые каналы связи (телефонная АТС, выделенный канал и т. д.). Вся информация, собранная микропроцессорными устройствами РЗА, поступает на шлюзовый компьютер, где она проходит первичную обработку (выделение приоритетных сигналов, создание базы данных и т. д.). После установления связи с компьютером диспетчера, установленным на расстоянии от сотен метров до десятков километров, сначала передается информация с высочайшим приоритетом (аварийные сигналы и срабатывания защит), а затем (с более низким приоритетами) кратковременные незначительные отклонения от нормы и текущие измерения. После полного опроса ПС в автоматическом режиме компьютер диспетчера (верхнего уровня) перейдет к опросу следующей подстанции. Для выполнения любых оперативных действий (например, включить/отключить выключатель) диспетчеру достаточно установить связь с требуемой ПС и дать команду на выполнение конкретного действия. Все действия оператора, аварийные и текущие измерения и срабатывания защит заносятся в защищенную базу данных, которая доступна только для просмотра.

Дистанционное управление коммутационными аппаратами происходит по цепочке оператор – аппаратура управления – привод коммутационного аппарата. При этом должна быть обеспечена обратная информационная связь объекта управления с оператором – сигнализация положения аппарата, подтверждающая выполнение команды. Автоматические и самопроизвольные коммутации объекта должны сопровождаться действием светозвуковой сигнализации.

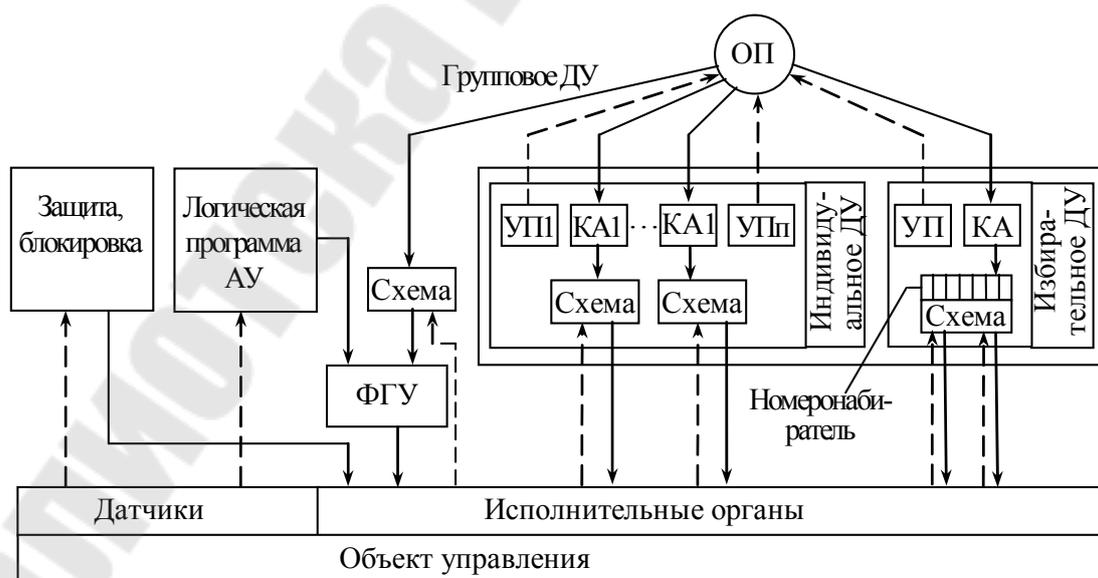


Рис. 2.2. Структурная схема дистанционного управления коммутационными аппаратами

Различают дистанционное управление коммутационными аппаратами трех разновидностей: индивидуальное, избирательное индивидуальное (или групповое) и функционально-групповое. При индивидуальном дистанционном управлении каждый объект (например, выключатель генератора) имеет отдельный ключ управления и указатель положения. При избирательном управлении на группу объектов устанавливается один общий ключ управления, один указатель положения и один номеронабиратель. Команда управления проводится в две стадии: сначала происходит выбор объекта при помощи номеронабирателя, а затем производится подача команды на выбранный объект (или одновременно на группу объектов, связанных между собой функционально) общим для группы ключом.

При функционально-групповом управлении (ФГУ) происходит управление функциональными группами по определенным логическим программам. В случае отказа или ненормальной работы ФГУ обеспечивается возможность управления каждой рабочей машиной, входящей в состав функциональной группы, с БЦУ по схеме индивидуального или избирательного управления.

Наибольшее применение получили малогабаритные переключатели серии МКВ. Их используют в схемах с действием через реле оперативных команд. Рукоятка имеет три положения: «включить» (поворот рукоятки на  $45^\circ$  по часовой стрелке), «отключить» (то же, но против часовой стрелки) и нейтральное положение, в которое ключ возвращается из положений «включить» и «отключить».

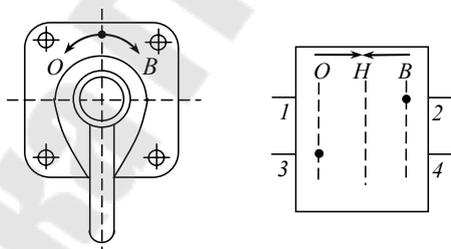


Рис. 2.3. Диаграмма ключа серии МКВ (ПМОВ)

Ключи управления имеют два типа контактов: а) оперативные для подачи команд (контакты 1–2, 3–4 на рис. 2.3), замыкаются только на время подачи команды; б) сигнальные, предназначенные для сигнализации положения выключателя.

## 2.2. Дистанционное управление выключателями с электромагнитными приводами

Силовыми элементами электромагнитного привода служат электромагниты с втягивающимися сердечниками: мощный электромагнит

включающего устройства и маломощный электромагнит отключающего устройства. Для включения выключателя необходимо подать команду на электромагнит включения. Ввиду большой мощности последнего команда на включение подается косвенно – через промежуточный контактор, имеющий более мощные контакты. Процесс включения завершается срабатыванием удерживающего механизма, надежно запирающего выключатель во включенном положении.

Для отключения выключателя ключом серии ПМО на электромагнит отключения подают прямую команду. Электромагнит освобождает удерживающее устройство, и выключатель отключается под действием отключающих пружин.

Схемы управления, использующие реле команд (включения КСС, отключения КСТ) и ключ управления серии МКВ, имеющий кроме нейтрального только два положения – «включить» и «отключить», позволяют снизить уровень сигнала, поступающего со щита управления в РУ, поскольку реле КСС и КСТ располагаются там.

Обмотки электромагнитов включения и отключения рассчитаны на кратковременное прохождение тока, необходимое для выполнения оперативной команды. Поэтому длительность оперативных команд должна быть ограничена автоматическими устройствами.

На рис. 2.4, а приведена схема управления выключателем с электромагнитным приводом ключом серии МКВ. Положение контактов указано для случая, когда выключатель отключен, а обмотки реле и контактора обесточены. Такое состояние условно считается нормальным и принято при изображении как первичных, так и вторичных схем.

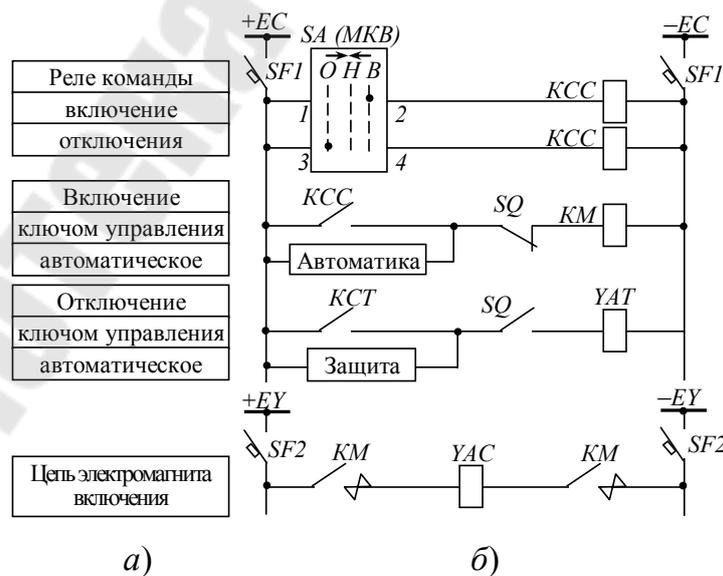


Рис. 2.4. Схема дистанционного управления выключателем с электромагнитным приводом

Кратковременность командного импульса обеспечивается с помощью вспомогательных контактов выключателя  $SQ$ , связанных механически с валом выключателя, а именно: размыкающего в цепи включения и замыкающего в цепи размыкают цепи управления после завершения соответствующей команды. Кроме того, достаточно мощные вспомогательные контакты, разрывающие цепи управления, освобождают от этого маломощные контакты реле и ключа управления.

Оперативные команды на включение и отключение подаются через реле команд КСС или КСТ. Включение выключателя осуществляется подачей команды посредством контактов  $1-2$  ключа управления  $SA$ . При этом срабатывает реле КСС и подается напряжение на промежуточный контактор КМ. Команда на включение может быть подана и автоматическим устройством, выходные контакты которого включены параллельно контактам  $1-2$   $SA$ . Контактор замыкает цепь электромагнита включения  $YAC$ , который производит включение выключателя. В конце процесса включения вспомогательные контакты  $SQ$  разрывают цепь включения, а другие контакты  $SQ$ , замыкаясь, подготавливают цепь отключения.

При отключении оператором (с помощью оперативных контактов  $3-4$  ключа управления) срабатывает реле команды «Отключить КСТ». При замыкании контактов реле КСТ или под действием выходных контактов релейной защиты замыкается цепь электромагнита отключения  $YAT$ .

**Блокировка от многократного включения на короткое замыкание.** Подача затяжной команды включения на устойчивое короткое замыкание опасна для любого выключателя, так как при этом происходят многократные включения и отключения (под действием релейной защиты) тока КЗ. На такой тяжелый режим работы выключатели не рассчитаны. Для предотвращения этого опасного явления предусматривают специальную блокировку.

Наибольшее распространение получила электрическая блокировка. На рис. 2.5 приведена схема блокировки применительно к выключателю с электромагнитным приводом. Здесь предусмотрено промежуточное реле  $KBS$  с двумя обмотками – последовательной и параллельной. Реле имеет две пары контактов – размыкающие и замыкающие. При срабатывании релейной защиты, вызванном включением на КЗ, по электромагниту отключения  $YAT$  и последовательной обмотке  $KBS$  протекает ток. Срабатывая, реле размыкает цепь включения. Таким образом, после переключения вспомогательных контак-

тов повторного включения выключателя не произойдет. Реле удерживается своей параллельной обмоткой в подтянутом положении до снятия команды на включение, после чего схема возвращается в исходное положение.

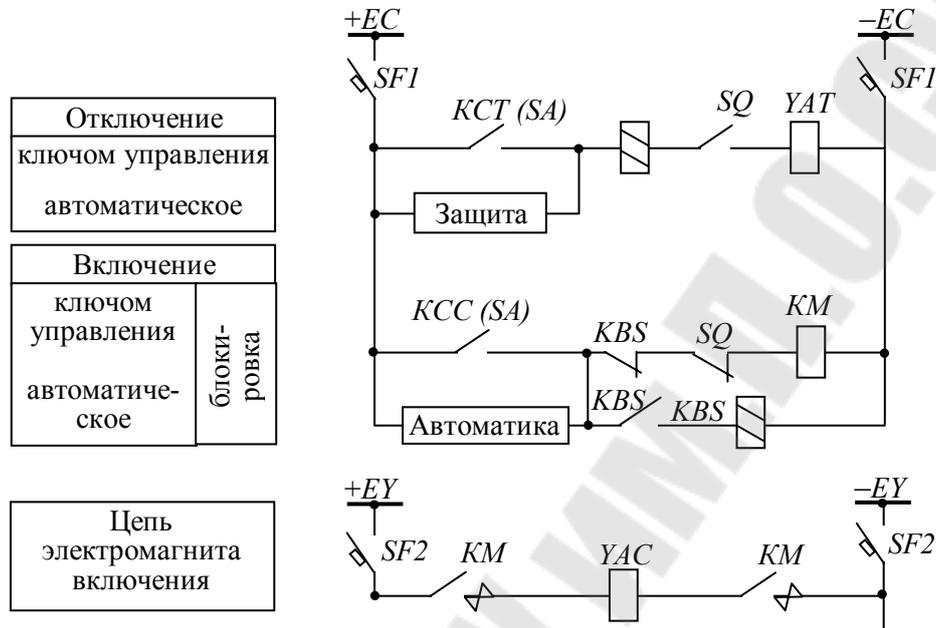


Рис. 2.5. Схема электрической блокировки выключателя от многократного включения на КЗ

**Сигнализация положения выключателя.** Сигнализация положения выключателя (рис. 2.6) должна быть разной при выполнении операции управления оператором и при воздействии автоматических устройств или самопроизвольном действии выключателя. В первом случае оператор нуждается лишь в световой сигнализации положения выключателя. При автоматических или самопроизвольных действиях выключателя также необходима световая сигнализация, а при отключениях – еще и звуковая, чтобы немедленно оповестить оператора об аварии.

Световая сигнализация нормального положения выключателя может быть обеспечена или свечением зеленой лампы в отключенном положении и красной лампы во включенном положении, или положением светящейся рукоятки ключа управления: поперек линии мнемонической схемы при отключенном положении и вдоль линии при включенном положении. Для световой сигнализации аварийного изменения положения выключателя используют дополнительный отличительный признак – мигание ламп. В настоящее время применяется двухламповая схема сигнализации: красная лампа *HLR* – положение включено, зеленая *HLG* – отключено. Если положение выключателя не

соответствует последней команде, которая фиксируется посредством реле КQQ, то соответствующая лампа сигнализации подключается к шинке мигающего света (+EP).

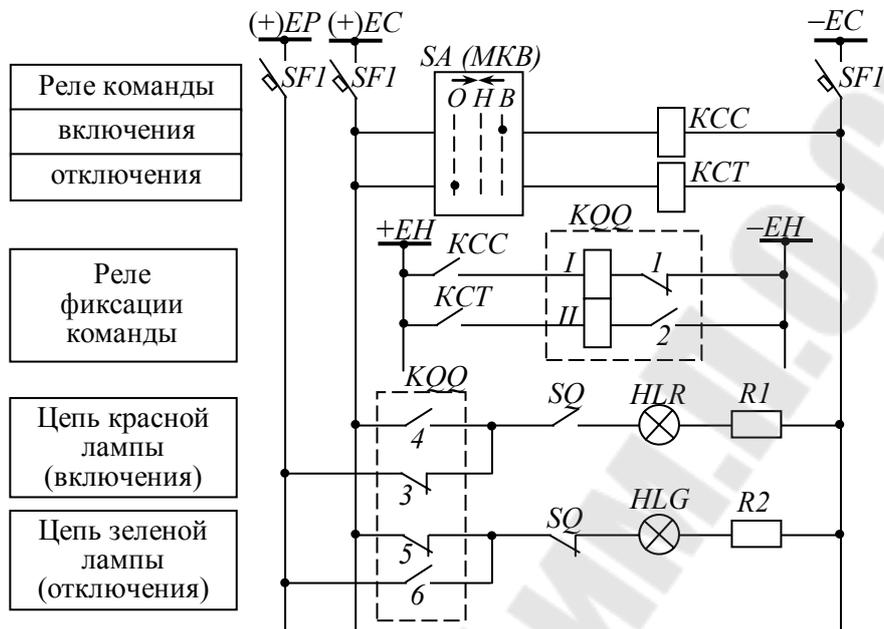


Рис. 2.6. Схема двухламповой сигнализации положения выключателя

**Контроль цепей управления.** Нарушение цепей дистанционного управления чревато отказом выключателя в действии при подаче очередной команды оператором или от автоматического устройства. Поэтому предусматривают постоянный световой или звуковой контроль исправного состояния цепей управления. При этом контролируется цепь последующей операции.

При световом контроле цепи управления и цепи двухламповой сигнализации положения выключателя объединяют, используя сигнальные лампы одновременно для контроля целостности оперативных цепей. Для этой цели цепи сигнальных ламп положения выключателя подключают через вспомогательные контакты выключателя и электромагниты управления. Таким образом, горение зеленой лампы означает, что выключатель отключен, а его цепь включения исправна. При включенном выключателе красная лампа аналогичным образом сигнализирует его положение и контролирует цепь отключения. Нарушение контролируемой цепи приводит к погасанию лампы.

В настоящее время широко внедряются новые типы высоковольтных выключателей (вакуумных и элегазовых). При этом схемы управления могут иметь существенные отличия, обусловленные особенностями конструкции выключателя.

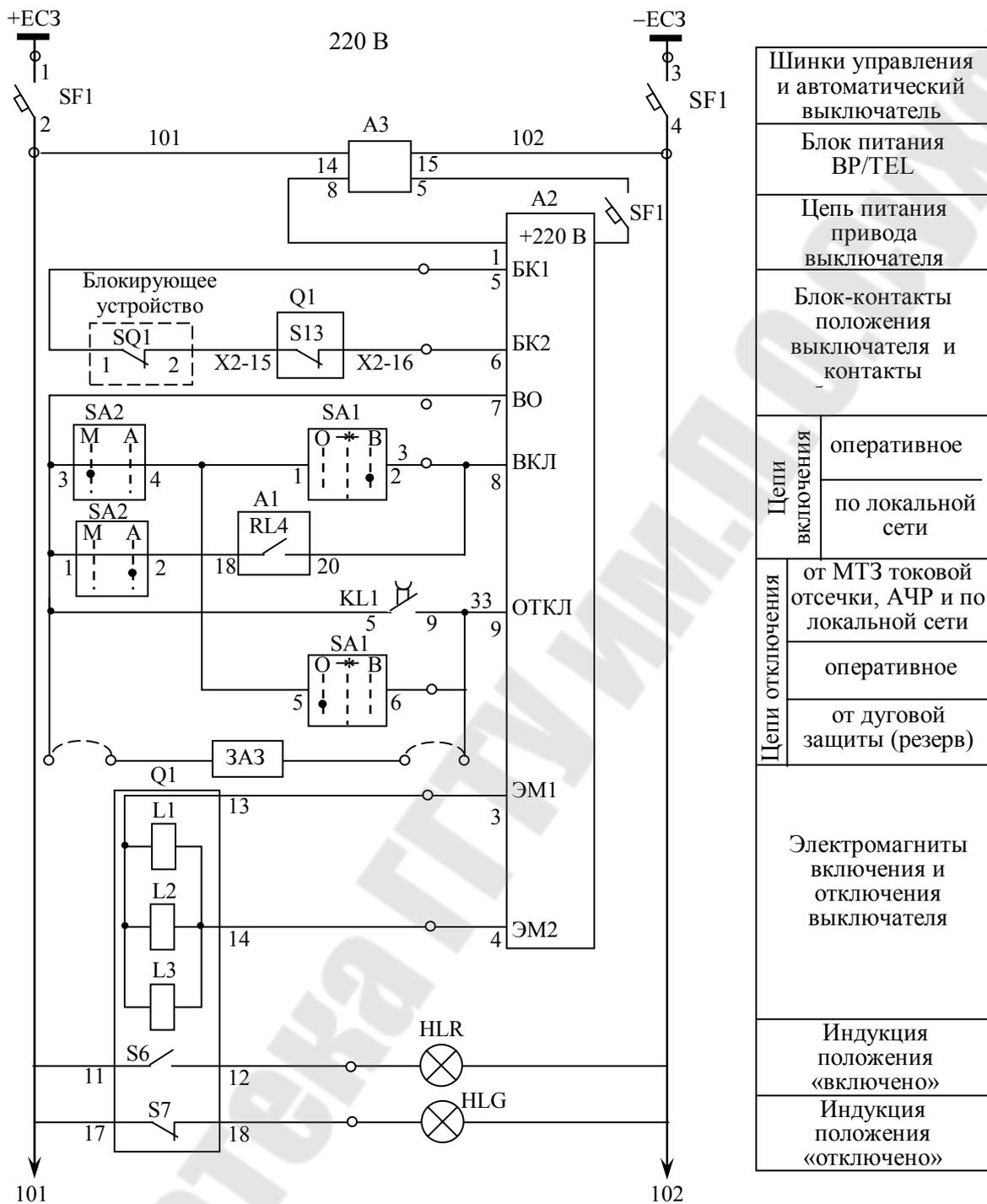


Рис. 2.7. Схема дистанционного управления вакуумного выключателя ВВ/TEL с магнитной защелкой: А1 – блок релейной защиты; А2 – блок управления; А3 – блок питания; SA1 – ключ управления выключателя; SA1 – ключ переключения управления (оперативное, по локальной сети); L1, L2, L3 – электромагниты включения и отключения выключателя

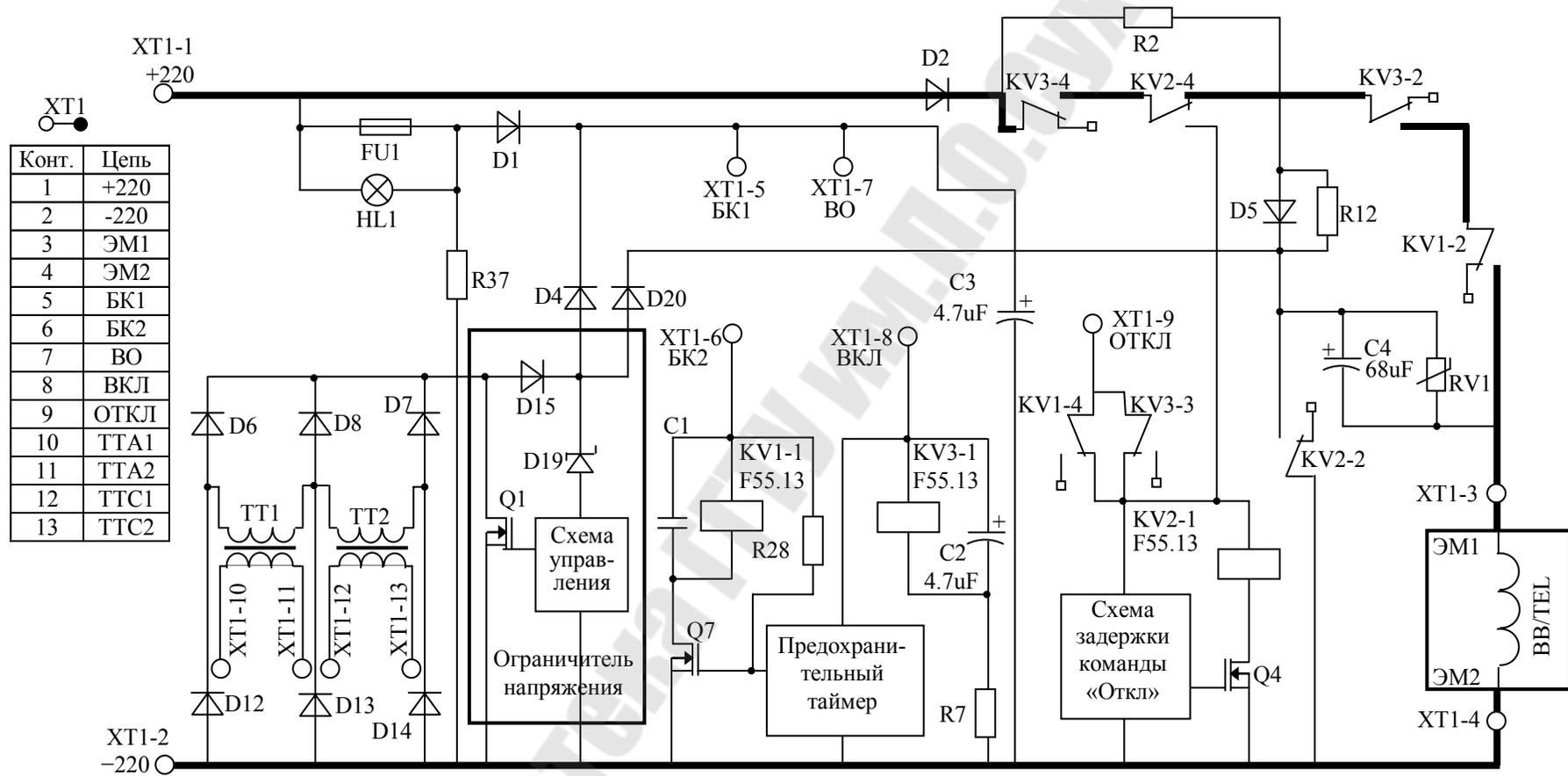


Рис. 2.8. Функциональная схема блока управления выключателя ВU/TEL-220-05А

На рис. 2.7 приведена схема дистанционного управления вакуумным выключателем ВВ/TEL с магнитной защелкой. Особенностью данной конструкции выключателя является наличие магнитной защелки и общего электромагнита предназначенного для включения и отключения выключателя. При этом для отключения на электромагнит подается напряжение обратной полярности. По указанной причине в схеме применяется специальный блок управления А2. Ключ SA1 позволяет выполнять местное оперативное управление выключателем (включить, отключить). Переключатель SA2 предназначен для перевода местного управления на управление по локальной сети.

### 2.3. Устройство и работа блока управления ВU/TEL-220

Включение вакуумного выключателя производится подключением обмоток его электромагнитного привода (цепи электромагнита) к цепи питания *Блока*. Включение выключателя блоком возможно только в случае замкнутого состояния датчика положения выключателя (блок-контакта) (контакт 5 – «БК1» и контакт 6 – «БК2»), что соответствует отключенному положению выключателя. Режим «Включение» начинается с момента замыкания цепи управления включением (контакта 7 – «ВО» и контакта 8 – «ВКЛ»), т. е. подачи команды включения. Режим «Включение» можно условно разделить на четыре этапа.

*Первый этап* – «Задержка включения». В результате подачи команды включения обмотка реле KV3 (рис. 2.8) оказывается подключенной к цепи питания *Блока*. Однако включения реле не происходит до тех пор, пока не зарядится конденсатор С2. Постоянная времени цепи заряда С2 выбрана примерно 5 мс, что позволяет предотвратить ложные попытки включения вакуумного выключателя при кратковременном воздействии (менее 10 мс) на цепь управления включением. Первому этапу соответствует интервал времени  $t_1 - t_2$  на типовых диаграммах включения (рис. 2.9).

*Второй этап* – «Включение вакуумного выключателя». Данный этап начинается с момента срабатывания реле KV3. В результате переключения контактов KV3-4, KV3-2 цепь электромагнита вакуумного выключателя подключается к цепи питания *Блока*. Включение выключателя происходит только если блок-контакт выключателя (контакты «БК1» и «БК2») замкнут. В противном случае обмотка реле KV1 обесточена, а контактная группа KV1-2 препятствует подключению цепи электромагнита к цепи питания. Электрическая цепь, по которой протекает ток включения выключателя, выделена на рис. 2.8

жирной линией, а изменение тока электромагнита ( $I_{ЭМ}$ ) во времени представлено на рис. 2.9. Вторым этапом завершается в момент времени  $t_3$ , когда происходит замыкание главных контактов (ГК) вакуумного выключателя.

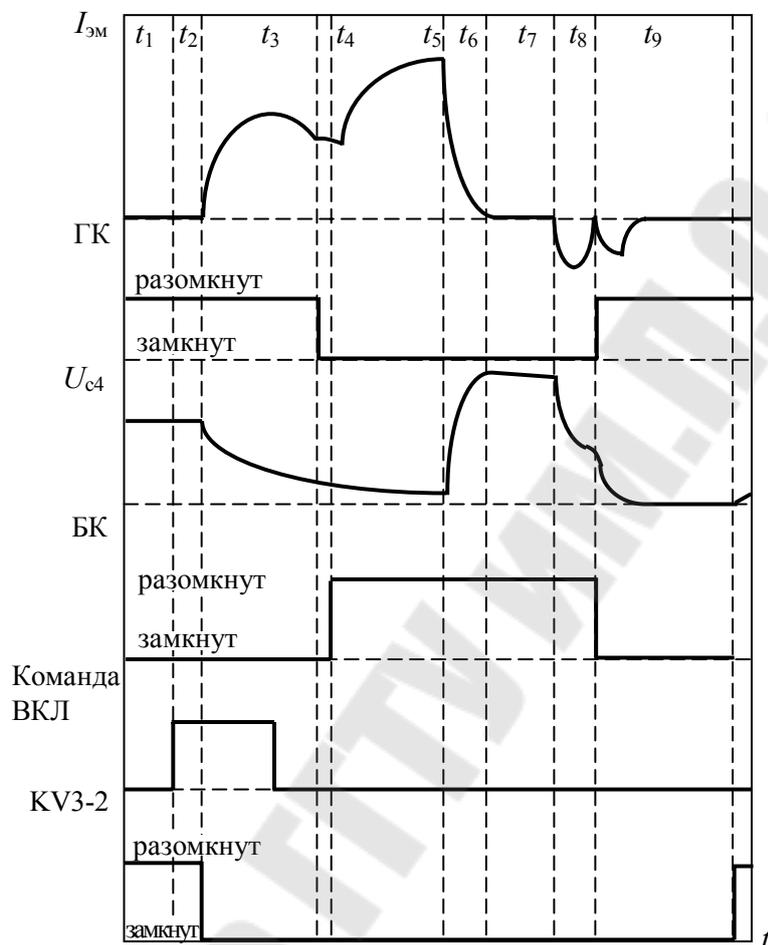


Рис 2.9. Типичные осциллограммы блока управления BU/TEL-220-05A в цикле В-О

*Третий этап* – «Постановка на магнитную защелку». После замыкания главных контактов вакуумного выключателя необходимо еще некоторое время на «поджатие» контактной системы и преодоление усилия пружин отключения выключателя. Процесс поджатия заканчивается замыканием магнитной системы привода выключателя. Для надежной фиксации выключателя («магнитной защелки»), обмотки электромагнитного привода остаются подключенными к цепи питания в течение определенного времени. За это время («довключение») магнитная система привода выключателя приобретает остаточную магнитную индукцию, необходимую для длительного удержания выключателя во включенном положении. Выдержка времени «довключения» производится с помощью конденсатора С1. В момент раз-

мыкается блок-контакт (БК) и обмотка реле KV1 отключается от цепи питания, но реле удерживается во включенном состоянии (40–60 мс) за счет энергии, накопленной в конденсаторе С1. Если блок-контакт выключателя по какой-то причине останется в замкнутом положении, то KV1 отключится от предохранительного таймера. В этом случае общее время воздействия на цепь электромагнита от цепи питания Блока составляет 120–140 мс.

*Четвертый этап* – «Гашение энергии электромагнита выключателя». Данный этап начинается в момент ( $t_5$ ) размыкания контактов KV1-2. Ток электромагнита начинает протекать по цепи: источник питания, разряженный в процессе включения конденсатор отключения С4, обмотка электромагнита. Запасенная в электромагните энергия преобразуется в энергию заряда конденсатора С4 и частично гасится в варисторе RV1. Через время менее 20 мс ( $t_5 - t_6$ ) процесс гашения заканчивается, а конденсатор отключения заряжается до 440 В, уровень напряжения определяется варистором RV1. Форма напряжения на конденсаторе С4 ( $U_{c4}$ ) показана на рис. 2.9.

Следует отметить, что для подготовки (взвода) предохранительного таймера требуется время 3 с (не более). Поэтому при попытке произвести включение ранее, чем через 3 с после снятия предыдущей команды включения, выключатель может не включиться или не доключиться. При недовключении выключатель не становится на магнитную защелку 3 и может самопроизвольно отключиться сразу или через некоторое время.

### **Работа Блока в режиме «Отключение»**

Режим «Отключение» начинается с момента замыкания цепи управления отключением (контакта 7 – «ВО» и контакта 9 – «ОТКЛ»), т. е. подачи команды отключения. Отключение вакуумного выключателя производится подключением конденсатора отключения к цепи электромагнита (с помощью контактов KV2-2). При этом напряжение к цепи электромагнита прикладывается в обратной полярности по отношению к включающему напряжению. Отключение выключателя возможно при любом состоянии блок-контакта.

Отключение происходит не сразу после подачи команды отключения, а спустя некоторое время задержки. Необходимость задержки отключения вызвана конструктивными особенностями выключателя и используемым способом конденсаторного отключения. Выключатель не позволяет произвести отключение от источника ограниченной

энергии (примерно 1 Дж) сразу же после включения. По окончании процесса включения в магнитопроводе привода вакуумного выключателя продолжают циркулировать вихревые токи, препятствующие отключению. Поэтому задержка отключения необходима для выполнения цикла В-О, иначе выключатель не отключится. Время задержки выбирается с учетом характера затухания вихревых токов. Задержка отключения также способствует увеличению коммутационного ресурса выключателя при отключении токов короткого замыкания. Это обусловлено уменьшением апериодической составляющей тока короткого замыкания за время задержки отключения. Пока команда отключения подана, контакты KV2-4 блокируют возможность процедуры включения.

### **Работа Блока в режиме «Отключение от токовых цепей»**

Отключение выключателя от токовых цепей при отсутствии напряжения питания возможно при протекании через токовые цепи тока более 3 А. Трансформаторы ТТ1 и (или) ТТ2 обеспечивают заряд конденсатора С4 до уровня, необходимого для отключения выключателя. В качестве порогового элемента служит реле KV2 (при условии, что команда отключения подана). Как только напряжение на конденсаторе С3 достигнет уровня включения реле KV2, контакты KV2-2 замыкаются и конденсатор С4 разряжается через цепь электромагнита, производя отключение вакуумного выключателя.

Если команда отключения не подана и через ТТ1 (ТТ2) протекает ток более 3 А, схема ограничения поддерживает на конденсаторах С3, С4 напряжение 250 В.

### **Работа Блока в режиме «Блокировка от повторных включений»**

*Блок* запрещает повторное включение после отключения вакуумного выключателя, если команда включения остается поданной. Блокировка производится с помощью реле KV2. Если команда включения остается поданной, то при последующем отключении выключателя контакт KV2-4 подключает обмотку реле KV2 к цепи питания через контакты KV3-4. *Блок* останется в режиме блокировки до тех пор, пока команда включения не будет снята на 1,5 с (не менее).

## Тема 3. РЕЖИМЫ ЗАЗЕМЛЕНИЯ НЕЙТРАЛИ В ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СЕТЯХ

### 3.1. Режимы работы нейтрали в трехфазных сетях

В зависимости от режима нейтрали электрические сети разделяют на следующие группы:

- 1) сети с изолированной (незаземленной) нейтралью;
- 2) сети с резонансно-заземленными нейтралями;
- 3) сети с резистивно-заземленными нейтралями;
- 4) сети с эффективно-заземленными нейтралями;
- 5) сети с глухо-заземленными нейтралями.

К сетям с эффективно-заземленными нейтралями, в соответствии с рекомендациями Международного электротехнического комитета (МЭК), относятся сети высокого и сверхвысокого напряжения, нейтрали которых соединяются непосредственно или через небольшое сопротивление с землей. В Республике Беларусь к сетям с эффективно-заземленной нейтралью относятся сети напряжением 110 кВ и выше. В эффективно-заземленных сетях коэффициент замыкания на землю не превышает 1,4. Коэффициент замыкания на землю представляет отношение наибольшего напряжения в неповрежденной фазе при замыкании на землю, к номинальному фазному напряжению. При замыкании на землю напряжения неповрежденных фаз не превышают  $1,4U_{\phi}$ . В сетях 110 и 220 кВ в нейтраль трансформаторов подключают обычно заземлитель и параллельно ему ОПН с номинальным напряжением на ступень меньшим напряжения сети. В сетях 330 кВ и выше нейтраль заземляют обычно непосредственно. Для уменьшения токов короткого замыкания при однофазных коротких замыканиях до уровней, не превышающих токи при трехфазных КЗ, в сетях 110 и 220 кВ применяют разземление нейтрали в отдельных точках сети, а в сетях 330 кВ и выше находят применение специальные реактора нулевой последовательности.

Трехфазные сети низкого напряжения (380 В) выполняются с глухо-заземленной нейтралью. При этом нейтраль присоединяется к земле непосредственно или через малое сопротивление (например, через трансформаторы тока).

Сети среднего напряжения (3–35 кВ), в зависимости от конкретных условий, могут выполняться с изолированной нейтралью (1), или с резонансно-заземленной нейтралью (2), или с резистивно-заземленной нейтралью (3).

### 3.2. Сети с изолированной нейтралью

В незаземленных сетях провода трехфазной системы соединены с землей только через емкости и проводимости изоляции, распределенные по длине линий. Схема замещения сети с изолированной нейтралью представлена на рис. 3.1. В схеме емкости и активные проводимости фаз на землю представлены условно сосредоточенными параметрами.

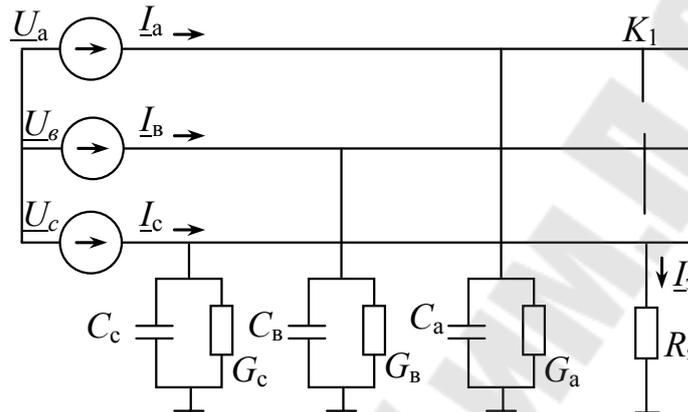


Рис. 3.1. Схема замещения сети с изолированной нейтралью

В кабельных сетях емкости фаз на землю могут быть примерно одинаковыми и при этом напряжение в нейтрали сети близко к нулю. В сетях с преобладанием воздушных линий емкости  $C_A$ ,  $C_B$ ,  $C_C$  неодинаковы, и напряжение в нейтрали сети не равно нулю.

Пренебрегая активными проводимостями фаз на землю, можно определить напряжение нейтрали при нормальном режиме работы сети. Смещение нейтрали, обусловленное асимметрией емкостей фаз на землю:

$$\underline{U}_N = \frac{\underline{U}_A \omega C_A + \underline{U}_B \omega C_B + \underline{U}_C \omega C_C}{\omega(C_A + C_B + C_C)} = \underline{U}_\phi \frac{C_A + a^2 C_B + a C_C}{C_A + C_B + C_C}, \quad (3.1)$$

где  $\underline{U}_A = \underline{U}_\phi$ ;  $\underline{U}_B = a^2 \underline{U}_\phi$ ;  $\underline{U}_C = a \underline{U}_\phi$ ;  $a$  – фазный множитель ( $a = -\frac{1}{2} + j\frac{\sqrt{3}}{2}$ ,  $a^2 = -\frac{1}{2} - j\frac{\sqrt{3}}{2}$ ).

Коэффициент емкостной асимметрии:

$$\alpha = \frac{C_A + a C_B + a^2 C_C}{C_A + C_B + C_C}. \quad (3.2)$$

Степень несимметрии напряжений, %, определяется по формуле

$$u_{\text{нс}} = \frac{U_{\text{нс}}}{U_{\text{ф}}} 100 \% . \quad (3.3)$$

Отношение суммарных активных и реактивных проводимостей сети называется коэффициентом успокоения:

$$d = \frac{3G}{\omega(C_A + C_B + C_C)} . \quad (3.4)$$

Емкостная асимметрия воздушных сетей находится в пределах  $\alpha = 0,5-2 \%$ , а коэффициент успокоения  $d = 2-6 \%$ .

В кабельных сетях коэффициент  $\alpha = 0$ , а коэффициент  $d = 2-4 \%$ .

**Замыкание на землю в сети с изолированной нейтралью.**

При однофазном замыкании на землю напряжение нейтрали определяется в основном сопротивлением  $R_3$  в месте повреждения. Пренебрегая активным сопротивлением элементов системы и принимая  $C_A = C_B = C_C = C$  и  $G = 0$ , напряжение нейтрали в установившемся режиме определяется выражением

$$\underline{U}_N = \frac{1/R_3}{1/R_3 + j3\omega C} = \underline{U}_{\text{ф}} \frac{1}{1 + j3\omega C} . \quad (3.5)$$

Векторная диаграмма емкостных токов и напряжений при замыкании на землю в сети с изолированной нейтралью приведена на рис. 3.2.

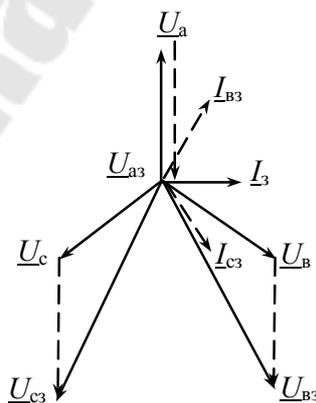


Рис. 3.2. Векторная диаграмма напряжений и токов в сети с изолированной нейтралью

Распределение емкостных токов при замыкании на землю фазы А для сети с незаземленной нейтралью приведено на рис. 3.3.

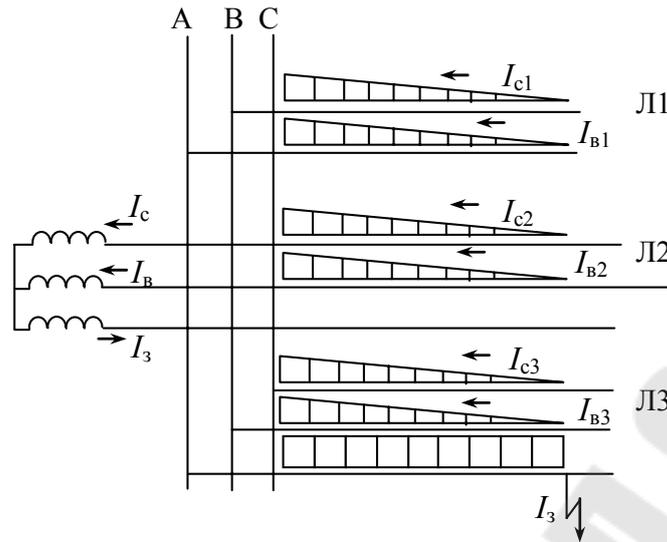


Рис. 3.3. Распределение емкостных токов при замыкании на землю в сети с незаземленной нейтралью

### Токи замыкания на землю

Емкости линий равномерно распределены по длине. Поэтому емкостные токи имеют максимальные значения в начале линий у шин подстанции и уменьшаются до нуля в конце линий. При  $R_3 = 0$  емкостные токи в неповрежденных фазах в начале  $i$ -й линии равны:

$$I_{B_i} = I_{C_i} = \sqrt{3}U_{\phi}\omega C_{0i}l_i, \quad (3.6)$$

где  $C_{0i}$  – удельная емкость фазы на землю.

Ток замыкания на землю равен сумме емкостных токов всех линий:

$$I_3 = 3U_{\phi}\omega \sum_{i=1}^n (C_{0i}l_i), \quad (3.7)$$

где  $3 \sum_{i=1}^n (C_{0i}l_i) = 3C$  – емкость сети на землю.

Ток замыкания на землю может быть определен по приближенному выражению

$$I_3 = \frac{UL}{a}, \quad (3.8)$$

где  $U$  – линейное напряжение сети, кВ;  $L$  – суммарная длина линий, км; коэффициент  $a = 350 \text{ кВ} \cdot \text{км}/\text{А}$  – для воздушных линий,  $a = 10 \text{ кВ} \cdot \text{км}/\text{А}$  – для кабельных линий.

Очевидно, ток замыкания на землю относительно невелик и определяется эквивалентной емкостью сети на землю.

В сетях с изолированной нейтралью, при наличии замыкания на землю, допускается работа поврежденного участка в течение нескольких часов, необходимых для отыскания места повреждения. Это повышает надежность электроснабжения.

Протекание тока замыкания на землю вызывает значительное тепловыделение в месте замыкания ( $R_3$ ), что может привести к переходу замыкания на землю в междуфазное КЗ.

На основании опыта эксплуатации сетей с изолированной нейтралью установлены допустимые значения емкостных токов замыкания на землю.

Для воздушных сетей напряжением до 35 кВ допустимый ток замыкания на землю составляет 10 А. При этом полагают, что дуга в месте замыкания гаснет без повторных зажиганий и сопровождающих их перенапряжений.

В кабельных сетях 6 и 10 кВ замыкание жилы на оболочку может происходить как через дугу, так и без дуги. Разогрев изоляции в месте замыкания может вызвать междуфазное короткое замыкание. Допустимый ток замыкания для сети 6 кВ составляет 30 А, а для сети 10 кВ – 20 А. Повторные зажигания дуги в месте замыкания приводят к опасным перенапряжениям в сети с изолированной нейтралью. Обычно уровни дуговых перенапряжений возрастают при уменьшении емкости сети (уменьшении тока замыкания на землю).

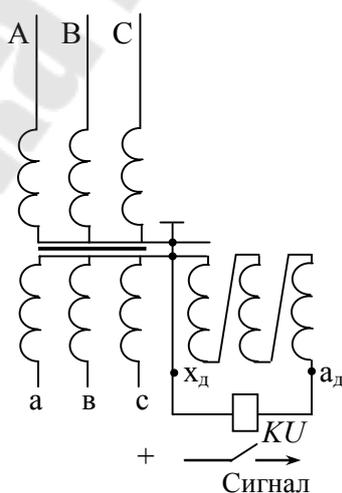


Рис. 3.4. Схема неселективной сигнализации замыканий на землю

В сети с изолированной нейтралью предусматривается неселективная сигнализация замыканий на землю с помощью дополнитель-

ной обмотки трансформатора напряжения (НТМИ, 3×ЗНОМ, НАМИ). Дополнительная вторичная обмотка трансформатора напряжения, соединенная в разомкнутый треугольник, выполняет суммирование фазных напряжений. В нормальном режиме напряжение на выводах вторичной обмотки равно нулю, а при замыкании на землю напряжение на выводах  $a_d$  и  $x_d$  появляется напряжение 100 В. В результате срабатывает реле  $KU$  и сигнализирует о появлении замыкания на землю.

При большом количестве присоединений в РУ предусматривается обычно селективная сигнализация или релейная защита от замыканий на землю с помощью трансформаторов тока нулевой последовательности (ТЗЛ, ТЗР), устанавливаемых в начале кабельных линий.

### 3.3. Сети с компенсированной нейтралью

Как показывает опыт эксплуатации сети 6–35 кВ, основное число повреждений в них составляют повреждения изоляции одной фазы относительно земли. Предотвращение развития таких повреждений в междуфазные короткие замыкания может быть достигнуто компенсацией емкостных токов замыкания на землю индуктивными токами дугогасящего реактора. Компенсация емкостного тока замыкания на землю применяется для уменьшения тока замыкания на землю, снижения скорости восстановления напряжения на поврежденной фазе после гашения заземляющей дуги, уменьшения перенапряжений при повторных зажиганиях дуги и создания условий для нее самопогасания.

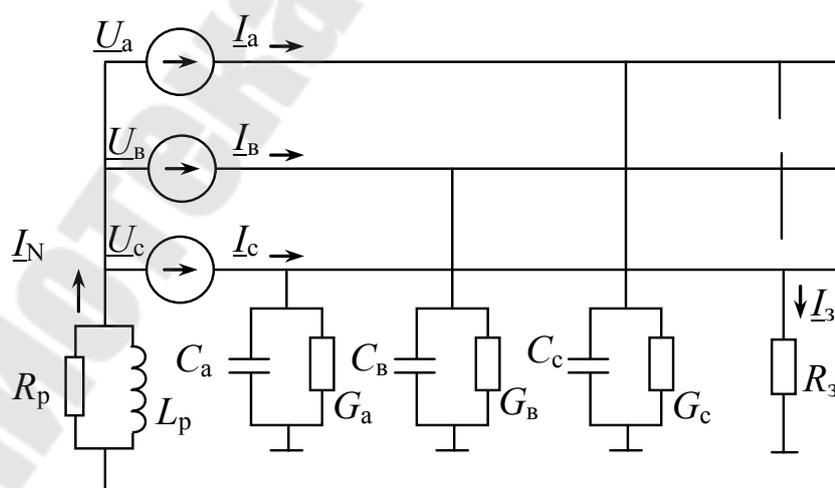


Рис. 3.5. Схема замещения в сети с компенсированной нейтралью

$R_3$  – переходное сопротивление в месте замыкания на землю.

Емкостный ток  $I_c$ , А, замыкания на землю определяется по формуле

$$I_c = 3\omega C_\phi U_\phi \cdot 10^{-6}, \quad (3.9)$$

где  $\omega$  – угловая частота напряжения,  $\frac{1}{с}$ ;  $C_\phi$  – емкость фазы сети, мкФ;  $U_\phi$  – фазное напряжение, В.

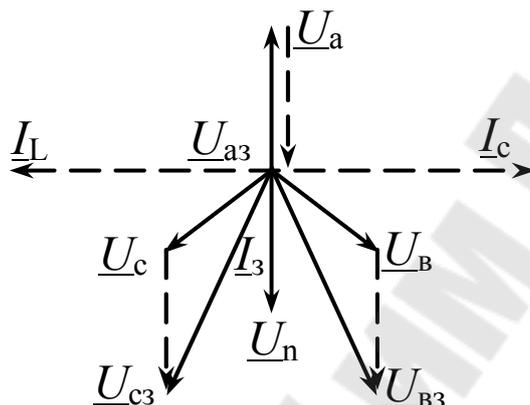


Рис. 3.6. Векторная диаграмма напряжений и токов в сети с компенсированной нейтралью

Ток  $I_k$ , А, компенсации дугогасящего реактора без учета влияния сопротивления заземляющего трансформатора определяется по формуле

$$I_k = \frac{U_\phi}{\omega L_p}, \quad (3.10)$$

где  $L_p$  – индуктивность реактора, Гн.

Степень расстройки компенсации  $\nu$  определяется по формуле

$$\nu = \frac{I_c - I_k}{I_c} = 1 - K. \quad (3.11)$$

Напряжение смещения нейтрали в сети с подключенным дугогасящим реактором при резонансной настройке реактора определяется по формуле

$$U_N = \frac{U_{nc}}{\nu - jd}, \quad (3.12)$$

где  $d = \frac{I_a}{I_c}$  – коэффициент успокоения сети, равный отношению активной составляющей тока замыкания на землю к полному емкостному току сети.

Для воздушных сетей с нормальным состоянием изоляции коэффициент  $d = (2 - 6)\%$ .

При загрязнении и увлажнении коэффициент  $d$  может увеличиваться до 10 %. Для кабельных сетей  $d = (2 - 4)\%$ .

Модуль вектора напряжения смещения нейтрали равен

$$U_0 = \frac{U_{нс}}{\sqrt{v^2 + d^2}}. \quad (3.13)$$

Компенсацию емкостного тока замыкания на землю рекомендуется применять при следующих значениях этого тока сети в нормальных режимах ее работы:

– в воздушных сетях 6–20 кВ на железобетонных или металлических опорах и во всех сетях 35 кВ – при токе более 10 А;

– в воздушных сетях, не имеющих железобетонных или металлических опор:

– при напряжении 6 кВ – при токе более 30 А;

– при напряжении 10 кВ – более 20 А;

– при напряжении 15–20 кВ – более 15 А.

Компенсацию допускается применять также в воздушных сетях 6–10 кВ при емкостном токе менее 10 А.

Для компенсации емкостного тока замыкания на землю должны применяться дугогасящие заземляющие реакторы с плавным или ступенчатым регулированием индуктивности.

В электрических сетях, где в процессе эксплуатации емкостный ток замыкания на землю изменяется не более чем на  $\pm 10\%$ , рекомендуется применять дугогасящие реакторы со ступенчатым регулированием индуктивности.

Дугогасящие реакторы должны быть настроены на ток компенсации, как правило, равный емкостному току замыкания на землю (резонансная настройка). Допускается настройка с перекомпенсацией, при которой индуктивная составляющая тока замыкания на землю не превышает 5 А, а степень расстройки – 5 %.

Типы дугогасящих реакторов:

– с воздушным зазором и отпайками (ЗРОМ, GEUF, РЗДСОМ);

– регулируемым воздушным зазором (РДМР, РЗДПОМ, РДМР, ZTC);

– дугогасящие реакторы с подмагничиванием (РУОМ).

В последнее время находят все большее применение для компенсации емкостного тока дугогасящие устройства типа ТАДТМ-30/10, из трехфазного двухобмоточного пятистержневого трансформатора и однофазного реактора, размещенных в одном баке.

Для подключения дугогасящих реакторов применяются также специальные нейтраллеры типа ФМЗО (без вторичной обмотки), которые имеют одну первичную обмотку соединенную в зигзаг.

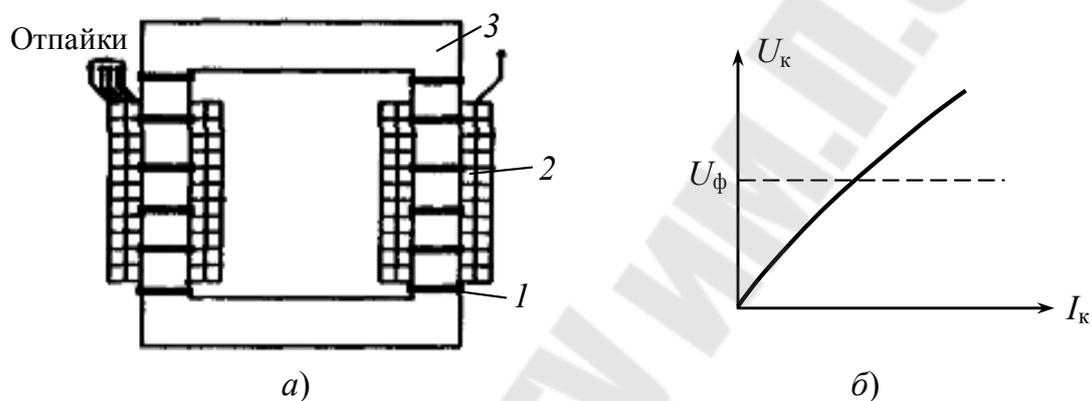


Рис. 3.7. Дугогасящий реактор с распределенным воздушным зазором и отпайками: а – конструктивная схема реактора; б – вольт-амперная характеристика

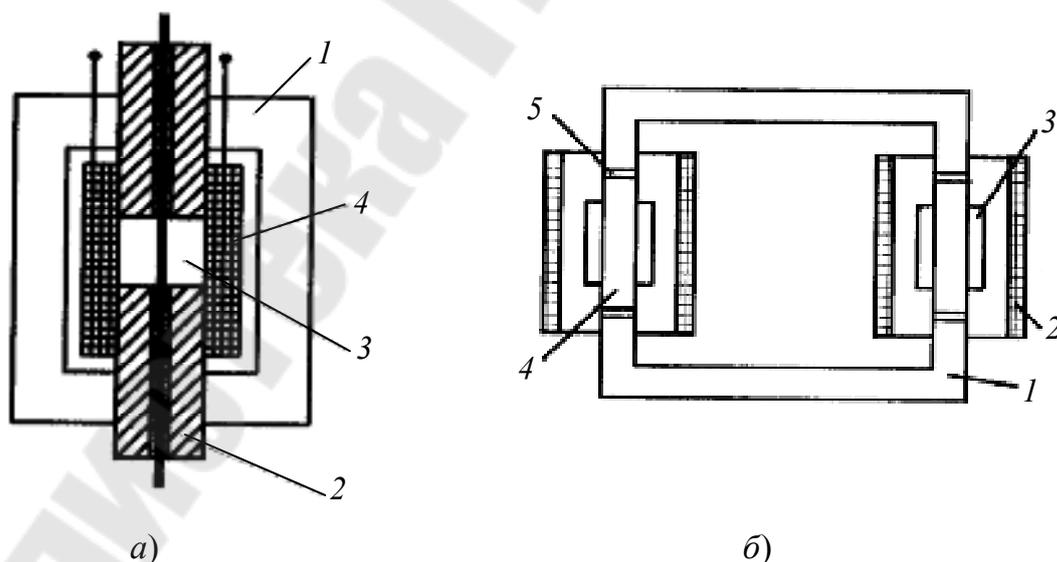


Рис. 3.8. Дугогасящие реакторы с плавным регулированием: а – реактор плунжерного типа; б – реактор с подмагничиванием

## Выбор мощности дугогасящих реакторов и трансформаторов для их подключения

Мощность дугогасящих реакторов выбирается по значению емкостного тока сети, с учетом перспектив ее развития.

При отсутствии данных о развитии сети мощность реакторов следует определять по значению емкостного тока сети, увеличенному на 25 %.

Определение емкостного тока сети для выбора мощности дугогасящих реакторов можно производить путем расчетов по методике, данной в приложениях.

Расчетная мощность реакторов  $Q$  определяется по формуле

$$Q = \frac{I_c U_{\text{ном}}}{\sqrt{3}}, \text{ (кВ} \cdot \text{А)}, \quad (3.14)$$

где  $U_{\text{ном}}$  – номинальное напряжение сети, кВ;  $I_c$  – емкостный ток замыкания на землю, А.

При применении в сети дугогасящих реакторов со ступенчатым регулированием тока количество и мощность реакторов следует выбирать с учетом возможных изменений емкостного тока сети с тем, чтобы ступени регулирования тока позволяли устанавливать настройку, близкую к резонансной при всех возможных схемах сети.

При емкостном токе замыкания на землю более 50 А рекомендуется применять не менее двух реакторов.

Для подключения реакторов должны использоваться силовые трансформаторы со схемой соединения обмоток «звезда с выведенной нейтралью – треугольник».

В сетях 35 кВ для этой цели могут использоваться трехобмоточные трансформаторы 110/35/10(6) кВ с обмоткой 10(6) кВ, соединенной в треугольник.

В сетях 6–10 кВ могут использоваться ненагруженные трансформаторы или трансформаторы собственных нужд (ТСН) с обмоткой 0,4 (0,23) кВ, соединенной в треугольник. В этом случае ТСН должны быть проверены по длительно допустимой нагрузке.

Допустимая нагрузка  $I_{\text{доп}}$ , А, трансформатора определяется по формуле

$$I_{\text{доп}} = \sqrt{1,1I_{\text{ном}}^2 - \frac{I_c^2}{3}}, \quad (3.15)$$

где  $I_{\text{ном}}$  – номинальный ток трансформатора, А;  $I_{\text{к}}$  – ток компенсации подключенного к нейтрали трансформатора реактора, А.

При отсутствии необходимости питания нагрузок от низкой стороны заземляющих трансформаторов предпочтительнее использовать для подключения реакторов нейтраллеры типа ФМЗО, так как они обладают по сравнению с трансформаторами одинаковой мощности улучшенными массогабаритными показателями и меньшими потерями холостого хода.

### 3.4. Сети с резистивным заземлением нейтрали

В сетях 6–35 кВ, работающих в режиме изолированной или резонансно-заземленной нейтрали, внутренние перенапряжения являются причиной значительного числа аварий. Наиболее частым видом опасных перенапряжений являются перенапряжения при дуговых замыканиях (ОДЗ), возникающие в случае однофазных замыканий на землю (ОЗЗ). Их доля среди всех видов аварий значительна (до 80 %). Такие перенапряжения часто существуют в виде переходных процессов при перемежающейся дуге и опасны для электроустановок высокими кратностями перенапряжений  $U_{\text{пер}} = 3 - 3,5U_{\phi}$  своей продолжительностью и шириной охвата сети, электрически связанной с местом повреждения.

Значительную долю нарушений составляют повреждения вследствие феррорезонансных перенапряжений. Наиболее часто отмечаются выходы из строя измерительных трансформаторов напряжения при длительных перемежающихся дуговых замыканиях на землю.

Все применяемые способы ограничения перенапряжений основаны на использовании методов и средств, способствующих стеканию зарядов на землю, появляющихся в трехфазной сети, например, при дуговых замыканиях на землю и приводящих к появлению напряжения смещения нейтрали.

Использование ОПН, уровни срабатывания которых удастся приблизить к величинам допустимых кратностей кратковременных перенапряжений, недостаточно. Такие уровни ограничения позволяют снизить коммутационные, но не устраняют феррорезонансные и дуговые перенапряжения.

В настоящее время распределительные сети 6–35 кВ достаточно резервированы и подготовлены как к более полной автоматизации, так и к переходу к работе с резистивно-заземленными нейтральями.

В этом случае снижение дуговых перенапряжений достигается заземлением нейтрали сети через активное сопротивление. В зависимости от конструктивного исполнения и величины сопротивления различают низкоомное и высокоомное заземление нейтрали.

В первом варианте резистор рассчитывается на ограниченную мощность, что допускает протекание токов ОЗЗ в течение короткого времени, не более 1–10 с. За это время должно быть обеспечено срабатывание специальной селективной защиты, отключающей поврежденный фидер.

Во втором варианте резистор функционирует в длительном режиме до устранения аварии. Это позволяет демпфировать перенапряжения в течение времени существования ОЗЗ и обеспечить непрерывность электроснабжения.

Выбор схемы подключения и величины резистора является оптимизационной задачей. Вариант использования резистора, находящегося под действием напряжения только в течение времени, достаточного для аварийного отключения присоединения, имеет ряд ограничений:

- любая несимметрия, даже в пределах, допускаемых ГОСТ, будет приводить в нормальном режиме к длительному выделению мощности на резисторе;
- принудительное отключение потребителя через 3–10 с является крайне нежелательным для ряда объектов, требующих высокой надежности электроснабжения;
- заземление нейтрали, увеличивающее ток замыкания с использованием резистора 100–200 Ом, увеличивает вероятность расплавления стали статора даже при быстродействующем отключении повреждений;
- выделение в резисторе в нормальном или аварийном режиме энергии, превышающей допустимую, приводит к срабатыванию собственной защиты резистора и его отключению.

Вариант подключения резистора величиной несколько кОм (1–3 кОм) предполагает постоянное присоединение резистора к нейтрали, что исключает вышеуказанные недостатки.

Параметры резистора рассчитываются по условию ограничения перенапряжений до заданной величины (обычно до уровня испытательного для вращающихся машин), ток замыкания на землю при этом практически не меняется. Резистор изготавливается на базе композиционного материала и рассчитан на время воздействия наибольшего фазного напряжения не менее 6 часов, что позволяет обходиться без устройств автоматики и защиты для его отключения.

Возможный вариант подключения резисторов в сетях 6–35 кВ приведен на рис. 3.9. В сетях 6–10 кВ генераторного напряжения и собственных нужд электростанций наиболее приемлемы варианты подключения резисторов к нейтралям трансформаторов собственных нужд или специальных фильтров нулевой последовательности типа ФМЗО. При этом мощность устройств определяется необходимостью длительной работы в режиме однофазного замыкания и обеспечения апериодического процесса разряда емкости фаз.

Сравнительно низкая стоимость высокоомных резисторов (1–2 кОм), включаемых в нейтрали трансформаторов малой мощности либо специальных фильтров нулевой последовательности (нейтраллеров) типа ФМЗО, ставят это мероприятие вне конкуренции с иными способами ограничения перенапряжений.

В настоящее время нами разработаны и серийно выпускаются резисторы типа РЗ для заземления нейтрали сетей 6–35 кВ. Резистор данного типа рассчитан на время воздействия наибольшего фазного напряжения до 6 часов, что позволяет обходиться без автоматики и защит для его отключения.

Резистор состоит из отдельных элементов, каждый из которых представляет собой резистивную пластину или несколько пластин, помещенных в кожух с диэлектрической теплопроводной прокладкой между кожухом и пластиной. Элементы соединяют последовательно, ориентируют вертикально и закрепляют на раме. Величина зазора определяется уровнем допустимого пробивного напряжения и теплоотводом.

Пластины изолированы от металлического корпуса изолирующими прокладками. Металлический герметичный корпус снабжен устройством для выравнивания давления внутри тела резистивного элемента.

Конструктивное выполнение резистора в виде набора вертикально ориентированных отдельных пластин создает хороший теплоотвод от пластин в воздух за счет естественной конвекции. Это дает возможность стационарной работы резистора в неполнофазном режиме. В соответствии с правилами эксплуатации электроустановок неполнофазный режим может продолжаться до 6 часов без отключения потребителей и резистора.

Выполнение резистора из набора отдельных пластинчатых элементов дает возможность легко и быстро подобрать необходимое количество составляющих элементов для обеспечения нужного сопротивления и мощности в сетях от 6 до 35 кВ.

Полученные в результате эксплуатации данные показывают снижение повреждаемости электрооборудования на присоединениях секций шин с установленными резисторами, что подтверждает реальное ограничение кратности дуговых перенапряжений при подключении резистора. Ограничение кратности дуговых перенапряжений приводит к уменьшению числа перекрытий изоляции и снижению общего числа ОЗЗ, и, кроме того, снижение кратностей коммутационных перенапряжений на «здоровых» фазах в режиме ОЗЗ приводит также к уменьшению количества переходов ОЗЗ в двойные замыкания. Также в результате эксплуатации было выявлено, что введение высокоомного резистора в нейтраль повышает селективность определения аварийного фидера существующими вариантами защит. Это объясняется тем, что протекание даже незначительного активного тока в аварийном присоединении позволяет демпфировать высокочастотные переходные процессы при однофазном замыкании, которые являются основной причиной неселективной работы существующих защит.

В табл. 3.1 приведены технические характеристики наиболее часто используемых типов резисторов.

Таблица 3.1

**Параметры резисторов для заземления нейтрали сети 6–10–35 кВ**

Тип резистора	$U_{\text{ном}}$ , кВ	$P_{\text{ном}}$ , кВт	$R_{\text{ном}}$ , Ом
PЗ-1700-10-6	6	10	1700
PЗ-1000-40-10	10	40	1000
PЗ-1000-12-6	6	12	1000
PЗ-500-24-6	6	24	500
PЗ-1000-40-10	10	40	1000
PЗ-8000-51-35	35	51	8000
PЗ-4000-102-35	35	102	4000

На основании вышеизложенного разработаны рекомендации для снижения уровней возникающих перенапряжений при замыканиях на землю в сетях собственных нужд электростанций с применением резистивного заземления нейтрали.

Электрические сети 6–10 кВ, для которых не предусматривается компенсация емкостного тока замыкания на землю, могут эксплуатироваться в режимах высокоомного или низкоомного заземления нейтрали через резистор.

При высокоомном заземлении нейтрали величина сопротивления резистора должна выбираться из условия:

$$R = X_{c\Sigma} = \frac{U_{\phi.\text{НОМ}}}{I_{c\Sigma}}, \text{ Ом}, \quad (3.16)$$

где  $X_{c\Sigma}$  – суммарное емкостное сопротивление сети, Ом;  $U_{\phi.\text{НОМ}}$  – номинальное фазное напряжение сети, кВ;  $I_{c\Sigma}$  – суммарный емкостной ток замыкания на землю сети, А.

Допускается сочетание резонансного заземления нейтрали через дугогасящий реактор с заземлением через высокоомный резистор. Величина сопротивления резистора в этом случае должна выбираться из условия:

$$R = \frac{U_{\phi.\text{НОМ}}}{\Delta I_3}, \text{ Ом}, \quad (3.17)$$

где  $\Delta I_3$  – разность между током дугогасящих реакторов и суммарным емкостным током замыкания на землю, А.

Мощность резистора при высокоомном заземлении нейтрали должна обеспечивать его длительную работу под напряжением, превышающим на (10–15) % номинальное фазное напряжение сети.

Для сетей 6 кВ собственных нужд электрических станций, для которых немедленное отключение присоединения с поврежденной изоляцией не приводит к аварийному отключению всей установки благодаря автоматическому включению резервного электрического и технологического оборудования, следует предусматривать низкоомное заземление нейтрали через резистор.

Величина сопротивления резистора при низкоомном заземлении нейтрали должна выбираться из условия обеспечения чувствительности простых токовых защит нулевой последовательности во всех режимах работы сети. Мощность резистора должна обеспечивать его термическую стойкость при работе под напряжением, превышающем на (10–15) % номинальное фазное напряжение сети в течение времени отключения замыкания на землю резервными защитами.

На всех присоединениях сети с низкоомным заземлением нейтрали должны быть установлены токовые защиты нулевой последовательности, отключающие без выдержки времени коммутационный аппарат в цепи присоединения с поврежденной фазной изоляцией.

Резервная общесекционная защита от замыканий на землю должна с выдержкой времени, определяемой степенью селективности, отключать или рабочий и резервный вводы (питание секции),

или коммутационный аппарат в цепи заземляющего трансформатора (перевод сети в режим изолированной нейтрали). Принципиальная схема включения оборудования и защит при низкоомном заземлении нейтрали представлена на рис. 3.9.

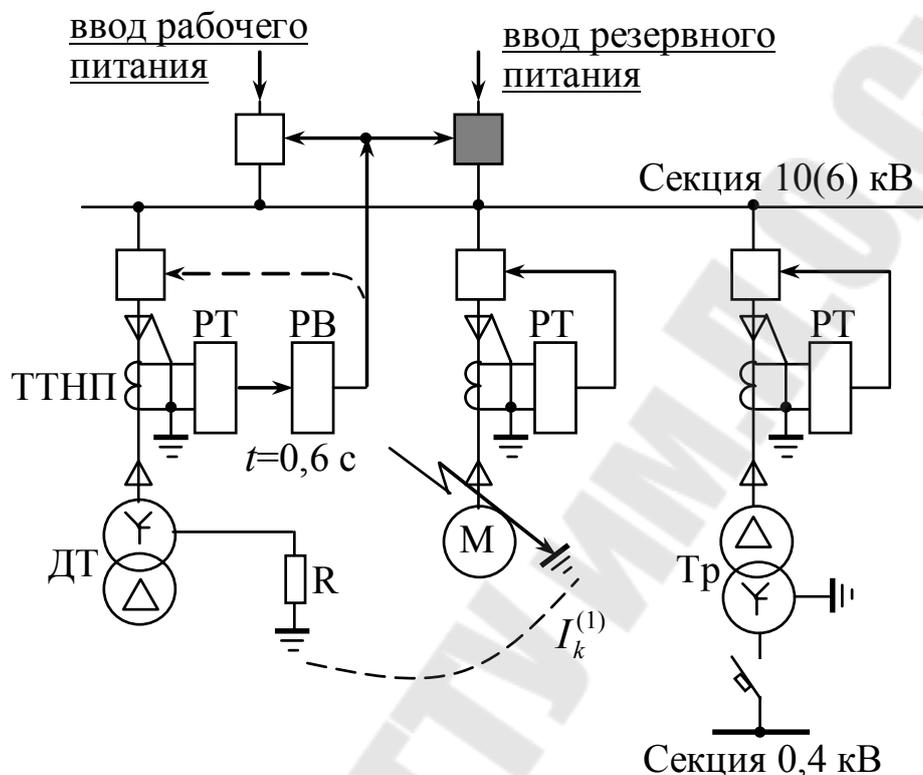


Рис. 3.9. Принципиальная схема включения оборудования и защит при низкоомном заземлении нейтрали:

ДТ – дополнительный трансформатор типа ТСНЗ; Тр – трансформатор потребителя (собственных нужд); М – электродвигатель 6(10) кВ; ТТНП – трансформаторы тока нулевой последовательности; РТ – токовое реле типа РТЗ-51; РВ – реле времени типа РВ-01; R – заземляющий резистор

Таблица 3.2

**Техническая характеристика оборудования шкафа заземления нейтрали для низкоомного заземления нейтрали**

Параметр оборудования	Значение
Мощность заземляющего трансформатора ТСНЗ, кВА	63
Номинальное напряжение обмоток трансформатора ТСНЗ, кВ	6/0,4 или 10/0,4
Напряжение короткого замыкания трансформатора ТСНЗ, %	5,5
Схема соединения трансформатора ТСНЗ	Y/Δ
Сопротивление заземляющего резистора, Ом	100 или 150
Допустимый ток в течение 1,5 с, А	40
Допустимый ток в течение 1 ч, А	5

### 3.5. Трехфазные сети до 1000 В с глухозаземленной нейтралью

Распределительные сети 380/220 В с глухозаземленной нейтралью присоединяют к сетям более высокого напряжения через понижающие трансформаторы. Нейтраль обмотки низкого напряжения заземляют.

Для электроустановок 380/220В с глухозаземленной нейтралью приняты следующие обозначения:

– система  $TN$  – система, в которой нейтраль источника питания глухо заземлена, а открытые проводящие части электроустановки присоединены к глухозаземленной нейтрали источника посредством нулевых защитных проводников;

– система  $TN-S$  – система  $TN$ , в которой нулевой защитный и нулевой рабочий проводники разделены на всем ее протяжении (рис. 3.10);

– система  $TN-C$  – система  $TN$ , в которой нулевой защитный и нулевой рабочий проводники совмещены в одном проводнике на всем ее протяжении (рис. 3.11);

– система  $TN-C-S$  – система  $TN$ , в которой функции нулевого защитного и нулевого рабочего проводников совмещены в одном проводнике в какой-то ее части, начиная от источника питания (рис. 3.12);

– система  $TT$  – система, в которой нейтраль источника питания глухо заземлена, а открытые проводящие части электроустановки заземлены при помощи заземляющего устройства, электрически независимого от глухозаземленной нейтрали источника.

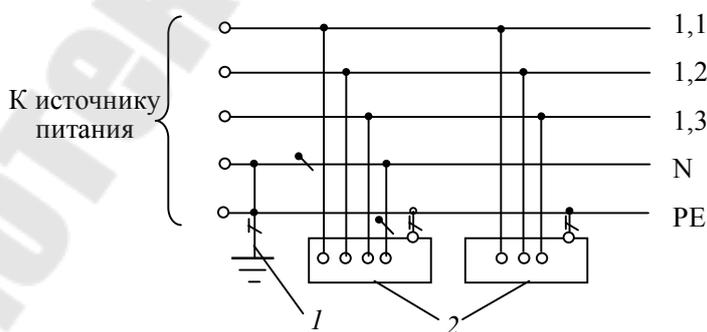


Рис. 3.10. Система  $TN-S$  переменного тока. Нулевой защитный и нулевой рабочий проводники разделены:  
1 – заземлитель нейтрали источника переменного тока; 2 – открытые проводящие части; S – нулевой рабочий (N) и нулевой защитный (PE) проводники разделены

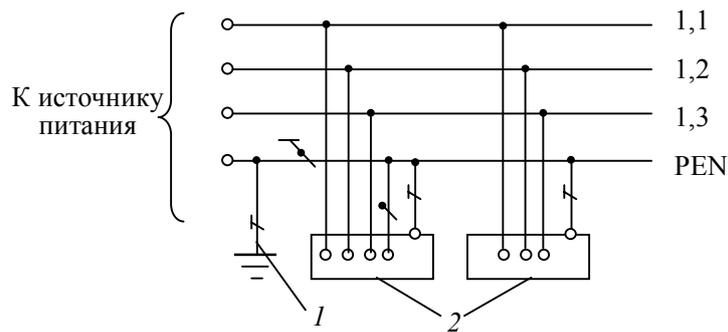


Рис. 3.11. Система  $TN-C$ . Нулевой защитный и нулевой рабочий проводники совмещены:

1 – заземлитель нейтрали (средней точки) источника питания;  
 2 – открытые проводящие части; С – нулевой защитный и нулевой рабочий проводники совмещены в одном проводнике на всем ее протяжении

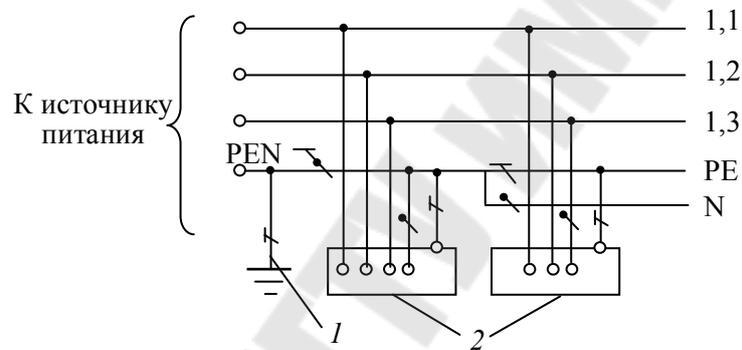


Рис.3.12. Система  $TN-C-S$  переменного тока

Пяти- и четырехпроводные сети с тремя фазными проводниками позволяют присоединять к ней трехфазные электроприемники на линейное напряжение, а однофазные приемники на фазное напряжение. В пятипроводной системе предусматриваются отдельные проводники рабочего (N) и защитного (PE) заземления. Нулевой провод (N) рабочего заземления позволяет обеспечивать нормированные значения фазных напряжений у приемников при неодинаковой нагрузке фаз. Установка коммутационных аппаратов и предохранителей в нулевом проводнике запрещена.

Для обеспечения надежного отключения поврежденных участков сети сопротивление цепи однофазного КЗ должно быть невелико. Поэтому желательно применение понижающих трансформаторов с соединением обмоток звезда/треугольник, сопротивление нулевой последовательности которых меньше.

Нулевой защитный и нулевой рабочий проводники совмещены в одном проводнике в части системы.

Трехфазные сети 380/220 В с глухозаземленной нейтралью обладают следующими свойствами:

а) при однофазных коротких замыканиях в такой сети обеспечивается быстрое и селективное отключение поврежденных участков сети с помощью автоматических выключателей или предохранителей;

б) при замыкании на корпус заземленные части приобретают некоторый потенциал. Безопасность прикосновения к заземленным предметам обеспечивается кратковременностью протекания тока;

в) при пробое изоляции трансформатора с обмотки высокого напряжения на обмотку низкого напряжения исключается появление опасных напряжений во вторичных цепях, так как обмотка низкого напряжения заземлена.

## **Тема 4. ЗАЩИТА ОТ ГРОЗОВЫХ И ВНУТРЕННИХ ПЕРЕНАПРЯЖЕНИЙ В ЭЛЕКТРОУСТАНОВКАХ**

### **4.1. Расчет устройств молниезащиты подстанции**

#### **4.1.1. Общие требования**

Одним из важных условий бесперебойной работы подстанций является обеспечение надежной грозозащиты зданий, сооружений и электрооборудования.

Защита подстанций от прямых ударов молнии осуществляется стержневыми и тросовыми молниеотводами.

При разработке системы молниезащиты для конкретных подстанций следует пользоваться следующими рекомендациями.

Открытые распределительные устройства и открытые подстанции 35–500 кВ должны быть защищены от прямых ударов молнии. Выполнение защиты от прямых ударов молнии не требуется для подстанций 35 кВ с трансформаторами единичной мощностью 1,6 МВ · А и менее независимо от числа грозовых часов в году, для всех ОРУ и подстанций 35 кВ в районах с числом грозовых часов в году не более 20, а также для ОРУ и подстанций 220 кВ и ниже на площадках с эквивалентным удельным сопротивлением земли в грозовой сезон более 2000 Ом · м при числе грозовых часов в году не более 20.

Здания ЗРУ и закрытых подстанций следует защищать от прямых ударов молнии в районах с числом грозовых часов в году более 20.

Защиту зданий ЗРУ и закрытых подстанций, имеющих металлические покрытия кровли или железобетонные несущие конструкции кровли, следует выполнять заземлением этих покрытий (конструкций). Для защиты зданий ЗРУ и закрытых подстанций, крыша которых не имеет металлических покрытий либо железобетонных несущих конструкций или не может быть заземлена, следует устанавливать стержневые молниеотводы или молниеприемные сетки непосредственно на крыше зданий.

Защита от прямых ударов молнии ОРУ напряжением 220 кВ и выше должна быть выполнена стержневыми молниеотводами, устанавливаемыми, как правило, на конструкциях ОРУ (порталах). Следует использовать также защитное действие высоких объектов, которые являются молниеприемниками (опоры ВЛ, прожекторные мачты, радиомачты и др.). На конструкциях ОРУ напряжением 35–150 кВ стержневые молниеотводы могут устанавливаться при эквивалентном удельном сопротивлении грунта в грозовой сезон: до 500 Ом · м (35 кВ) и до 1000 Ом · м (110 и 150 кВ) – независимо от площади заземляющего контура подстанции; от 500 до 750 Ом · м (35 кВ) и от 1000 до 2000 Ом · м (110 и 150 кВ) – при площади заземляющего контура подстанции 10000 м<sup>2</sup> и более.

От стоек конструкции ОРУ с молниеотводами должно быть обеспечено растекание тока молнии по магистралям заземления не менее чем в трех-четырех направлениях для ОРУ 35 кВ и не менее чем в двух-трех – для ОРУ 110 и 150 кВ. Кроме того, должно быть установлено соответственно два-три или один-два вертикальных электрода длиной 3–5 м на расстоянии не меньшем длины электрода от стойки с молниеотводом. Гирлянды подвесной изоляции на порталах ОРУ 35 кВ с тросовыми или стержневыми молниеотводами, а также на концевых опорах ВЛ 35 кВ в том случае, если трос не заводится на подстанцию, должны иметь на два изолятора больше, чем обычно. Расстояние по воздуху от конструкций ОРУ, на которых установлены молниеотводы, до токоведущих частей должно быть не менее длины гирлянды. Большую опасность для изоляции трансформаторов представляет установка молниеотводов на трансформаторных порталах, так как при поражении молнией молниеотвода, находящегося вблизи трансформатора, кожух трансформатора приобретает потенциал молниеотвода, который может привести к обратному перекрытию изоляции трансформатора. Допускается устанавливать молниеотводы на трансформаторных порталах и конструкциях ОРУ, удаленных от пор-

талов трансформаторов на расстояние менее 15 м, если удельное сопротивление грунта на площадке подстанции в грозовой сезон не превышает  $350 \text{ Ом} \cdot \text{м}$ , при соблюдении условий:

- непосредственно на выводах обмоток 3–35 кВ или на расстоянии не более 5 м по ошиновке от выводов установлены вентильные разрядники или ОПН;

- присоединение стоек порталов с молниеотводами к магистралям заземления выполняется таким образом, чтобы обеспечивалась возможность растекания тока молнии в трех-четыре направлениях;

- на магистралях заземления, на расстоянии 3–5 м от стойки с молниеотводом, должно быть установлено два-три вертикальных электрода длиной 5 м;

- на подстанциях с высшим напряжением 35 кВ сопротивление заземляющего устройства не должно превышать 4 Ом без учета заземлителей, расположенных вне контура заземления ОРУ.

Защиту от прямых ударов молнии ОРУ, на конструкциях которых установка молниеотводов не допускается или нецелесообразна по конструктивным соображениям, следует выполнять отдельно стоящими молниеотводами, имеющими обособленные заземлители с сопротивлением не более 80 Ом.

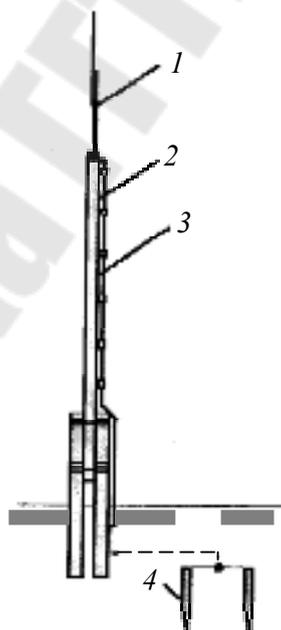


Рис. 4.1. Конструкция стержневого молниеотвода:

1 – молниеприемник; 2 – несущая конструкция; 3 – токоотвод; 4 – заземлитель

Молниеотводы состоят из четырех конструктивных элементов (рис. 4.1): молниеприемника 1, несущей конструкции 2, токоотвода 3

и заземлителя 4. Молниеприемник должен надежно противостоять механическим и тепловым воздействиям тока молнии. Несущая конструкция должна иметь высокую механическую прочность, которая исключила бы случаи падения молниеотвода на оборудование подстанции. Токопроводящий спуск молниеотвода соединяется с заземляющим устройством ОРУ. Электрические соединения отдельных частей токоотвода между собой, с молниеотводом и ЗУ выполняются при помощи сварки. Необходимо предусмотреть антикоррозионные покрытия токоотводов.

#### 4.1.2. Расчет зон защиты молниеотводов

К разработке данного раздела приступают после выполнения плана размещения на территории подстанции оборудования, конструкций распределительных устройств, зданий и сооружений с указанием всех необходимых габаритов и расстояний. По результатам опытов на моделях доказано, что вокруг стержневого молниеотвода существует защищенная зона, которая не поражается прямым ударом молнии (рис. 4.2).

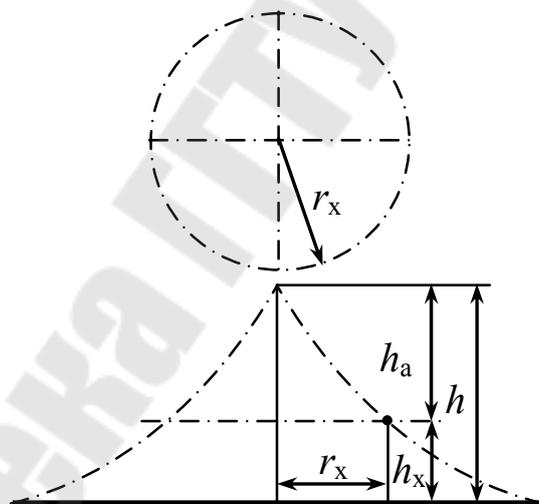


Рис. 4.2. Зона защиты одиночного стержневого молниеотвода высотой до 60 м:  
 $h$  – высота молниеотвода;  $h_x$  – высота точки на границе защищаемой зоны;  
 $h_a$  – активная высота молниеотвода

Согласно методу расчета и построения зон защиты, предложенному Всесоюзным электротехническим институтом имени В. И. Ленина, она представляется в вертикальном сечении конусом с обращенной в виде гиперболы. Если высота защищаемого объекта (наиболее выступающих частей оборудования или конструкций РУ) равна  $h_x$ , то для этой высоты радиус зоны защиты молниеотвода, м:

$$r_x = \frac{1,6 \cdot h_a \cdot p}{1 + \frac{h_x}{h}} \quad (4.1)$$

где  $h$  – высота молниеотвода, м;  $h_a = h - h_x$  – активная высота молниеотвода, м;  $p$  – коэффициент для разных высот молниеотводов ( $p = 1$  при высоте молниеотвода до 30 м;  $p = 5,5/h$  для молниеотводов при высоте более 30 м).

Для более общего случая двух стержневых молниеотводов разной высоты зона защиты представлена на рис. 4.3.

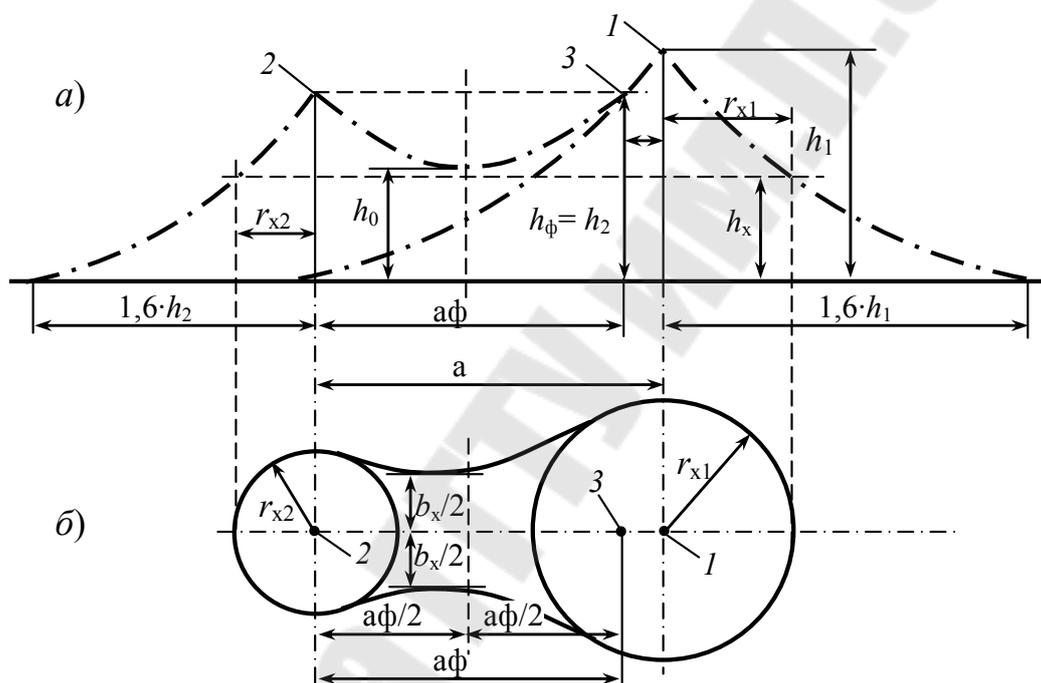


Рис. 4.3. Зона защиты двух молниеотводов разной высоты на уровне  $h_x$ :

$a$  – в вертикальном сечении;  $b$  – в горизонтальном сечении: 1, 2 – молниеотводы; 3 – вершина фиктивного молниеотвода

Зона защиты в этом случае строится начиная с молниеотвода большей высоты следующим образом. Для каждого молниеотвода в отдельности определяются границы внешней зоны с радиусами  $r_{x1}$  и  $r_{x2}$  (рис. 4.3) по формуле (4.1). Затем из вершины молниеотвода 2 с меньшей высотой проводится горизонтальная линия до пересечения в точке 3 с границей защитной зоны молниеотвода 1 (как показано на рис. 5.3, а). Расстояние  $r_x$  от точки 1 до точки 3 легко найти по формуле (4.1), приняв для молниеотвода 1 –  $h_x = h_2$ . Очевидно:

$$a_{\phi} = a - r_x, \quad (4.2)$$

где  $a_{\phi}$  – расстояние между молниеотводом 2 меньшей высоты и фиктивным молниеотводом 3 такой же высоты, м;  $a$  – расстояние между молниеотводами 1 и 2, м.

Величина  $h_0$  расстояния от земли до нижней точки защитной зоны определяется по формуле

$$h_0 = h_2 - \frac{a_{\phi}}{7p}. \quad (4.3)$$

Величина коэффициента  $p$  та же, что и в формуле (4.1). Наименьшая ширина зоны защиты  $b_x$  в середине между молниеотводами реальным 2 и фиктивным 3 в горизонтальном сечении на высоте  $h_x$  определяется по кривым (рис. 4.4). Для молниеотводов высотой более 30 м значения по оси ординат и по оси абсцисс уменьшаются путем умножения на коэффициент  $p = 5,5/h$ .

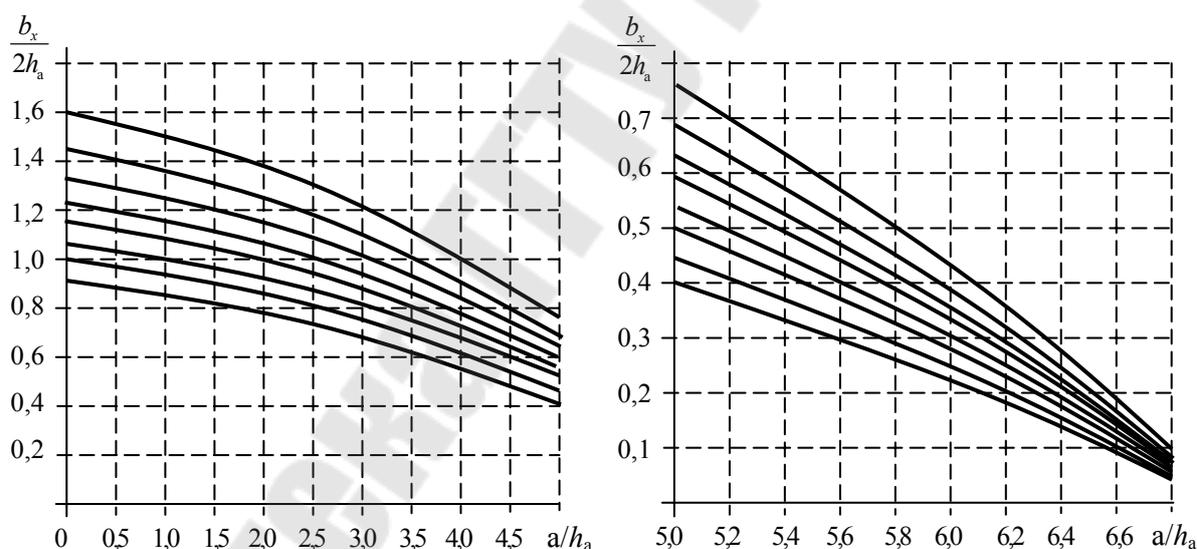


Рис. 4.4. Значение наименьшей ширины зоны защиты  $b_x$  двух стержневых молниеотводов с высотой  $h$  менее 30 м:  
 $a$  – для  $a/h_a = 0 \div 5$ ;  $b$  – для  $a/h_a = 5 \div 7$

Два молниеотвода взаимодействуют между собой только в том случае, если расстояние между ними  $a$  не превышает  $7h_a$ . При расстоянии  $a$  более  $7h_a$  между зонами 100%-ного поражения обоих молниеотводов образуется незащищенное пространство, в котором расположенные объекты могут поражаться грозовыми разрядами.

Зона защиты трех и более молниеотводов (многократный молниеотвод) значительно превышает сумму зон защиты одиночных молниеотводов. Построение зоны защиты для многократного молниеотвода выполняют последовательным построением внешней кромки для каждой смежной пары молниеотводов (рис. 4.5).

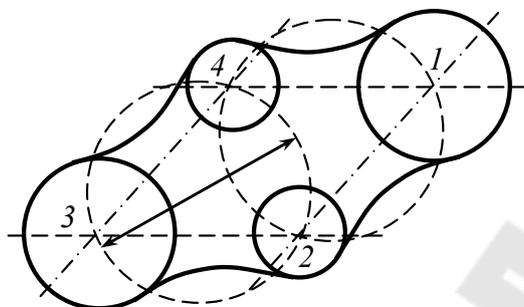


Рис. 4.5. Зона защиты четырех стержневых произвольно расположенных молниеотводов разной высоты в горизонтальном сечении на уровне  $h_x$ :  
1, 2, 3, 4 – молниеотводы

Оборудование, расположенное внутри защитной зоны (четырёхугольник 1-2-3-4), защищено при выполнении условия:

$$D \leq 8h_a p, \quad (4.4)$$

где  $D$  – диаметр окружности, проходящей через точки установки молниеотводов, м.

## 4.2. Последовательность расчета устройств молниезащиты подстанции

Расчет устройств молниезащиты подстанции проводят, придерживаясь примерно следующего порядка:

1. В зависимости от способа выполнения РУ подстанции (закрытые или открытые) выбирают способ защиты от прямых ударов молнии. Молниезащита ЗРУ, как правило, не требует специального расчета. Далее будем рассматривать подстанции с ОРУ и КРУН.

Небольшие подстанции с высшим напряжением 35 кВ могут быть защищены одним стержневым молниеотводом, устанавливаемым на концевой опоре ВЛ 35 кВ или на мачте наружного освещения подстанции. В качестве защищаемого объекта наибольшей высоты выбирают линейный портал.

Задачей расчета является определение высоты такого молниеотвода.

2. Определяют возможность выполнения молниезащиты РПП молниеотводами, размещаемыми на порталах ОРУ, что значительно дешевле. Если не выполняются требования ПУЭ, изложенные выше, молниезащиту выполняют отдельно стоящими молниеотводами с обособленными заземляющими устройствами.

3. Молниеотводы, размещаемые на конструкциях ОРУ, устанавливаются на стойках линейных (ячейковых) порталов. Отдельно стоящие молниеотводы размещают вне ОРУ по контуру внешнего ограждения подстанции. В зависимости от расположения оборудования на территории подстанции намечают к установке сначала небольшое количество молниеотводов, которое зависит от размеров подстанции.

4. В качестве защищаемого объекта наибольшей высоты выбирают шинный портал ОРУ данного напряжения. Согласно плану подстанции находят для каждого ОРУ расстояние от точек установки ближайших молниеотводов до шинных порталов этого ОРУ (наиболее удаленных точек порталов). По известным  $h_x$ ,  $r_x$ , и  $a$ , используя формулы (4.1), (4.2) и кривые на рис. 4.4, подбирают необходимую высоту молниеотводов таким образом, чтобы шинные порталы оказались в пределах защитной зоны для высоты  $h_x$ . Одновременно проверяется защищенность других конструкций и оборудования меньшей высоты, находящихся на большем расстоянии от молниеотводов, чем наиболее удаленный шинный портал, а также шинных порталов, находящихся внутри защитной зоны по формуле (4.4). Для молниеотводов, выполняемых на порталах, общая высота не должна превышать суммы высот соответствующего линейного портала и металлической стойки с молниеприемником (высота последней не должна превышать 7,84 м).

5. Если максимально возможной высоты молниеотводов на порталах не достаточно для защиты какого-либо ОРУ, для него принимают решение об установке большего количества молниеотводов. Расчет повторяют заново. Если и в этом случае не удастся обеспечить защиту территории от ударов молнии, требуется установка дополнительно отдельно стоящих молниеотводов или выполнение молниезащиты ОРУ полностью отдельно стоящими молниеотводами. Конструкции таких молниеотводов описаны в [9].

По результатам разработки данного раздела в разделе приложений пояснительной записки должна быть представлена план-схема установки молниеотводов на территории подстанции, начерченная в масштабе с привязкой к контуру внешнего ограждения РПП и с указанием основных размеров и расстояний, высот молниеотводов, высот защищаемых объектов.

### 4.3. Назначение и устройство ограничителей перенапряжений нелинейных ОПН

Грозовые перенапряжения, обусловленные ударами молнии в фазные провода, приводят к появлению в воздушной линии волн напряжения, распространяющихся по линии и достигающих подстанции. Амплитуда волн напряжения ограничена значением пробивного напряжения линейной изоляции ЛЭП. Наиболее слабым звеном изоляции ЛЭП являются гирлянды изоляторов. В связи с этим максимальное напряжение грозových волн определяется разрядным напряжением гирлянды. Грозовые волны, достигая подстанции, воздействуют на установленное оборудование. Уровень внешней и внутренней изоляции оборудования станций и подстанций ниже уровня изоляции воздушных линий электропередач. Для защиты оборудования станций и подстанций на входе линий устанавливаются защитные аппараты.

Первоначально роль защитного аппарата выполнял трубчатый разрядник, с пробивным напряжением ниже, чем уровень изоляции защищаемого оборудования. Но его пробой требовал отключения короткого замыкания.

Следующим этапом явился вентильный разрядник (РВ). В нем многократный искровой промежуток включается последовательно с нелинейным сопротивлением, обычно на основе карбида кремния (SiC). Остающееся напряжение на этом сопротивлении при номинальном разрядном токе 5–10 кА, 8/20 мкс принималось равным импульсному пробивному напряжению искрового промежутка. После ликвидации импульсного перенапряжения при наибольшем допустимом напряжении промышленной частоты, благодаря нелинейности сопротивления, протекающий через вентильный разрядник сопровождающий ток снижается до 100 А и гасится искровым промежутком при первом же прохождении через нулевое значение. Это обеспечивает защиту от импульсных перенапряжений.

Ограничители представляют собой разрядники без искровых промежутков, в которых активная часть состоит из металлооксидных нелинейных резисторов, изготавливаемых из окиси цинка (ZnO) с малыми добавками окислов других металлов.

Высоконелинейная вольтамперная характеристика резисторов позволяет длительно находиться под действием рабочего напряжения,

обеспечивая при этом глубокий уровень защиты от перенапряжений. На рис. 4.6 представлены ВАХ элементов из окиси цинка (МО) и SiC. Хорошо видно, что при напряжении 6 кВ ток через ZnO составляет миллиамперы, в то время как через элементы SiC протекает ток в сотни ампер.

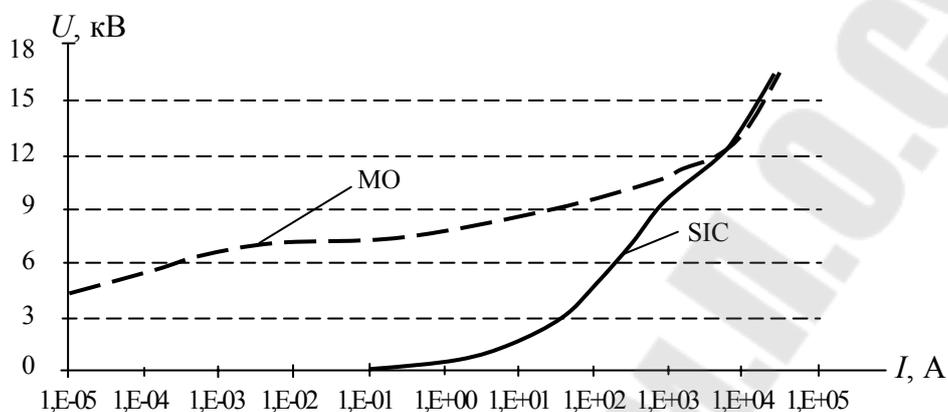


Рис. 4.6. Вольтамперные характеристики нелинейных резисторов вентильного разрядника (SiC) и ОПН (МО)

Следовательно, обычные вентильные разрядники нуждаются в серии искровых промежутков для гашения дуги сопровождающего тока. Ограничители перенапряжений переходят в проводящее состояние при приложении повышенного напряжения. После прекращения действия перенапряжений ток через ограничители перенапряжений нелинейных (ОПН) уменьшается в соответствии с его ВАХ. Таким образом, в отличие от РВ, протекание сопровождающего тока не наблюдается.

Активная часть ОПН состоит из колонки резисторов. Количество сопротивлений в колонке зависит от наибольшего рабочего напряжения ОПН ( $U_{нр}$ ). Колонки резисторов ведут себя подобно конденсаторам при воздействии ( $U_{нр}$ ). Паразитная емкость переменных сопротивлений по отношению к земле приводит к неравномерному распределению напряжения по высоте ограничителя. С целью выравнивания потенциала вдоль оси и компенсации неблагоприятного влияния паразитной емкости в высоковольтных ограничителях применяются выравнивающие кольца. В ОПН 6-35 кВ высота конструкции невелика, поэтому применение выравнивающих экранов не требуется.

Резисторы опрессовываются в оболочку из полимерных материалов, которая обеспечивает заданную механическую прочность и

изоляционные характеристики. Полимерный корпус обеспечивает надежную защиту от всех внешних воздействий на протяжении всего срока службы.

Эта конструкция отлично зарекомендовала себя во всех условиях эксплуатации, включая районы с высоким уровнем атмосферных загрязнений.

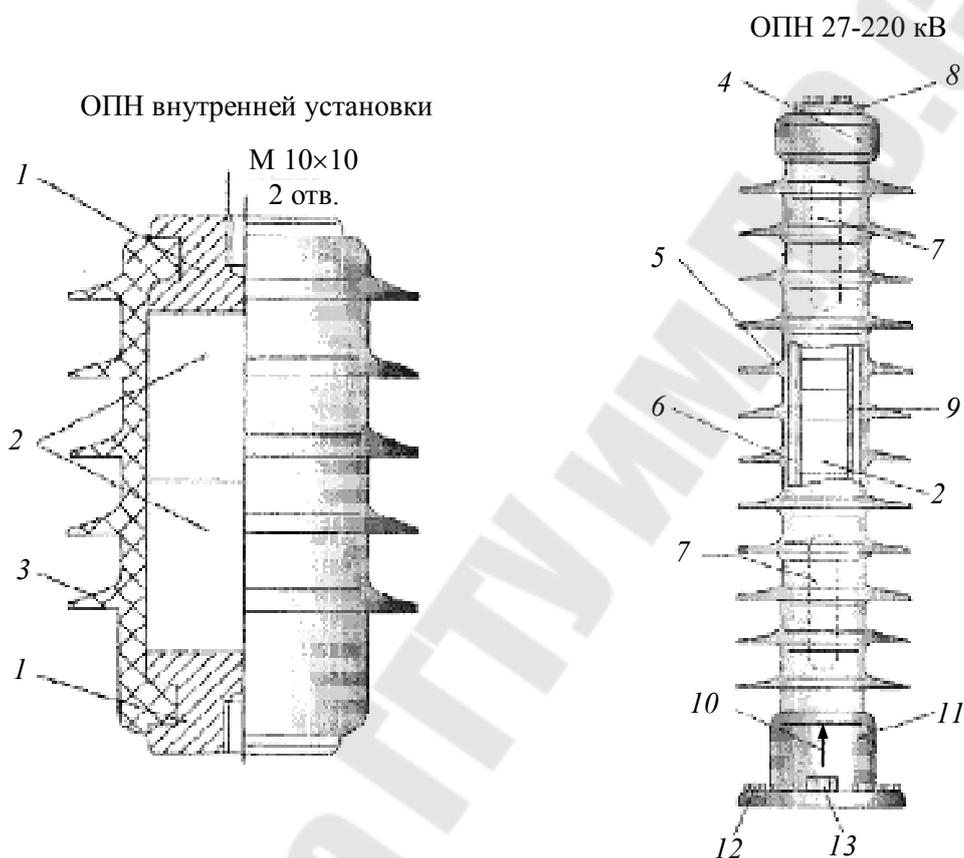


Рис. 4.7. Конструкция ОПН:

- 1 – электрод; 2 – резистор; 3 – изоляционный корпус; 4 – фланец верхний;  
 5 – внешняя изоляция; 6 – цилиндр стеклоэпоксидный; 7 – предохранительное устройство; 8 – контактный зажим; 9 – внутренняя изоляция; 10 – маркер направления выхлопа; 11 – фланец нижний; 12 – болт крепежный М8;  
 13 – болт заземления М10

В нормальном рабочем режиме ток через ограничитель носит емкостной характер и составляет десятые доли миллиампера. При возникновении волн перенапряжений резисторы ограничителя переходят в проводящее состояние и ограничивают дальнейшее нарастание напряжения на выводах. Когда перенапряжение снижается, ограничитель возвращается в непроводящее состояние.

Ограничители испытываются в соответствии с различными стандартами на взрывобезопасность. При возникновении импульсов тока, значительно превышающих расчетный уровень, разрушение ограничителя происходит без взрывного эффекта.

Количество поглощенной энергии в различных режимах работы ОПН не должно приводить к его повреждению. Допустимая величина этой энергии называется *энергоемкостью ОПН*. Поскольку ОПН выпускаются на различные классы напряжения сети, а энергоемкость есть характеристика варисторов, то ограничители характеризуются *удельной энергоемкостью* (отношение энергоемкости к наибольшему рабочему напряжению).

В процессе эксплуатации ОПН подвергается воздействиям кратковременных перенапряжений. Под ними подразумеваются повышенные значения напряжения промышленной частоты ограниченной продолжительности.

Способность выдерживать воздействие кратковременных перенапряжений определяется зависимостью, показанной на рис. 4.8. Допустимая длительность временного повышения напряжения частоты 50 Гц.

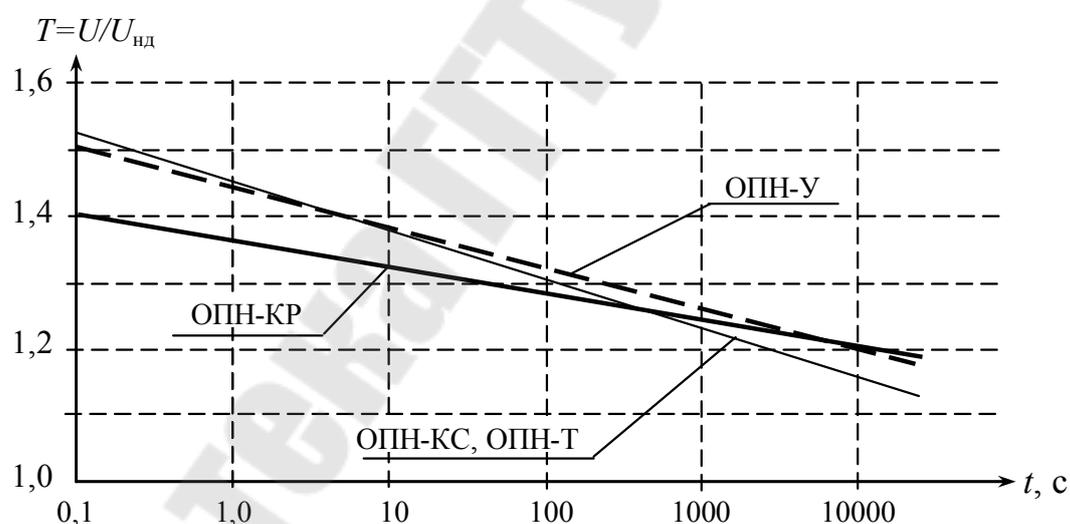


Рис. 4.8. Характеристики допустимой длительности повышения напряжения на ОПН

Чем выше величина  $T$ , тем больше мощность, выделяющаяся в ограничителе. Поскольку температура ограничителя не должна превысить определенную величину по причинам стабильности, энергия, переданная ограничителю, также ограничена. По этой причине допустимая продолжительность нагрузки ограничителя уменьшается с

увеличением  $T$ , а следовательно, и с повышением напряжения промышленной частоты. Кривая  $T(t)$  снимается при предварительном нагреве образцов до 60 °С для случаев с нагрузкой и без нагрузки энергией соответствующей двум импульсам пропускной способности. Зависимость  $T(t)$  при предварительном нагружении энергией проходит ниже, представленных на рис. 4.8. Это естественно, поскольку поглощенная энергия возрастает и необходимо снизить время приложения повышенного напряжения промышленной частоты. Использование второй кривой необходимо в том случае, если после коммутационного процесса устанавливается послеаварийный режим с длительным повышением напряжения промышленной частоты. Приведенная характеристика является определяющей при выборе ОПН по условию надежной его работы.

**Основными параметрами ограничителя являются:**

- наибольшее длительно допустимое напряжение;
- номинальный разрядный ток;
- остающееся напряжение при нормированных токах;
- удельная энергоемкость;
- ток пропускной способности.

*Наибольшее длительно допустимое рабочее напряжение ОПН* – это установленное максимально допустимое действующее значение напряжения промышленной частоты, которое может быть приложено непрерывно между выводами ОПН и не приводит к повреждению при нормированных воздействиях.

*Номинальный разрядный ток ОПН* – максимальное значение грозового импульса тока 8/20 мкс, используемое для классификации ОПН.

*Остающееся напряжение ОПН* – амплитудное значение напряжение на выводах ОПН во время прохождения разрядного грозового или коммутационного тока с амплитудой  $I$ .

Ток пропускной способности ОПН – это способность выдержать 18 раз прямоугольный импульс тока длительностью 2000 мкс.

*Удельная энергоемкость* – это отношение выделившейся в ОПН энергии при прямоугольном импульсе тока 8/20 к наибольшему рабочему напряжению.

Все многообразие ОПН подразделяется на группы:

- по наибольшему допустимому напряжению;
- по току пропускной способности;
- по величине номинального разрядного тока.

#### 4.4. Внутренние перенапряжения в распределительных сетях среднего напряжения

Перенапряжения – одна из основных причин выхода из строя элементов электрических сетей напряжением до 35 кВ. В сетях с воздушными линиями (ВЛ) электропередач это в основном *грозовые перенапряжения* (80 % случаев), перенапряжения от *однофазных дуговых замыканий на землю* – перемежающихся дуг – ( $\approx 10$  % случаев) и перенапряжения от *феррорезонансных явлений* ( $\approx 5$  % случаев).

В кабельных сетях на первом месте ( $\approx 80$  % случаев) стоят перенапряжения от *однофазных дуговых замыканий на землю*, на втором ( $\approx 10$  %) – *перенапряжения от феррорезонансных явлений*. Грозовые импульсы практически не проникают в кабельные сети. Ни грозовые, ни перенапряжения при однофазных замыканиях на землю, ни феррорезонансные перенапряжения не зависят от типа применяемого коммутационного оборудования. Только примерно в 5 % случаев повреждения изоляции в распределительных сетях с ВЛ и примерно в 10 % – в кабельных распределительных сетях пробой изоляции наступает при оперативных или аварийных коммутациях, из-за *коммутационных перенапряжений* (КП). Уровни и вероятности появления КП зависят от типа и качества настройки коммутационной аппаратуры (рис. 4.9).

Повреждения от внутренних перенапряжений в кабельных сетях 6 ÷ 35кВ

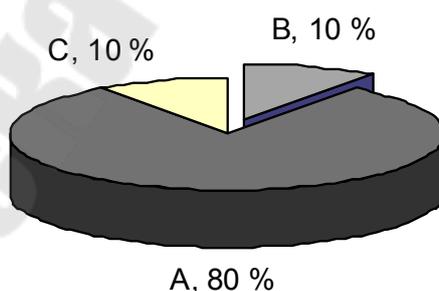


Рис. 4.9. Соотношение внутренних перенапряжений в распределительных сетях:

А – от дуговых перенапряжений; В – от коммутационных перенапряжений;  
С – от феррорезонансных перенапряжений

Многочисленные исследования позволили установить ориентировочные уровни внутренних перенапряжений и вероятность их возникновения (табл. 4.1).

**Кратность внутренних перенапряжений  
(сети с изолированной и резонансно заземленной нейтралью)**

Номер	Вид перенапряжений	Кратность перенапряжений	Вероятность перенапряжений
1	Дуговые замыкания на землю (изолированная нейтраль)	3–3,5	0,05
2	Дуговые замыкания на землю (резонансно заземленная нейтраль)	2,6	0,06
3	Резонансные перенапряжения	до 4	–
4	Включение электродвигателей	2,6–3,3	–
5	АПВ и АВР электродвигателей	4,0–4,5	-
6	Отключение ненагруженных линий	3,0–4,5	0,02–0,07
7	Отключение ненагруженных трансформаторов	4,0–4,5	0,02
8	Отключение двойного замыкания на землю	3,3	-
9	Отключение двухфазных двухфазных коротких замыканий	4–4,5	-
10	Отключение электродвигателей	4,0–4,5	5,0

Механизм возникновения внутренних перенапряжений преимущественно связан с переходными процессами при дуговых замыканиях на землю и при коммутациях выключателей. На рис. 4.10 приведена простейшая эквивалентная схема фазы нагрузки [25], [31]. В результате среза тока магнитная энергия, оставшаяся в индуктивности нагрузки  $L_H$ , переходит в электростатическую энергию суммарной емкости нагрузки и кабелей сети  $C$ , заряжая емкость до некоторого напряжения  $U_{\max}$ .

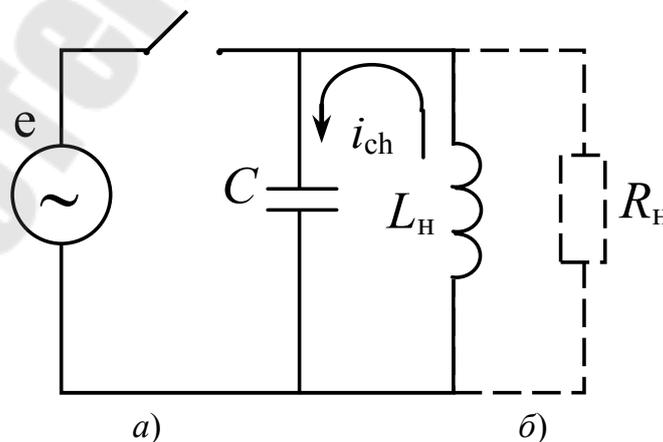


Рис. 4.10. Простейшая эквивалентная схема для исследования коммутационных перенапряжений

Верхнюю оценку  $U_{\max}$ , без учета затухания, легко получить из энергетических соображений:

$$\frac{1}{2}CU_{\max}^2 = \frac{1}{2}L_{\text{н}}i_{\text{ch}}^2, \quad U_{\max} = \sqrt{\frac{L_{\text{н}}}{C}}i_{\text{ch}}. \quad (4.5)$$

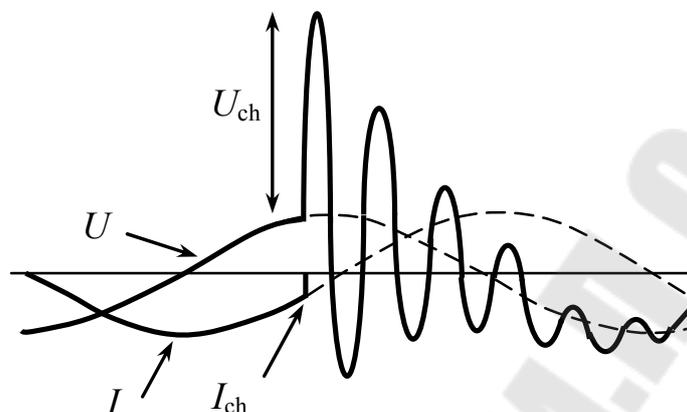


Рис. 4.11. Осциллограммы токов и напряжений при срезе тока

Срез тока и механизм развития перенапряжений от среза тока характерен для всех коммутационных аппаратов с высокой дугогасящей способностью, прерывающих малые токи.

Наиболее высокие уровни перенапряжений наблюдаются при периодически повторяющихся процессах обрыва дуги до момента естественного перехода через нуль и последующем пробое дугового промежутка вследствие того, что скорость восстанавливающегося напряжения оказывается больше, чем восстановление электрической прочности промежутка. Подобные процессы могут происходить при дуговых замыканиях на землю и коммутациях. Они носят название эскалации перенапряжений. По результатам многочисленных исследований уровни таких перенапряжений могут превышать номинальное напряжение в 8–10 раз. Исследование внутренних перенапряжений при переходных процессах возможно на основе схемы замещения электрической сети. Эффективным средством для снижения внутренних перенапряжений являются ОПН. При выборе ОПН решаются следующие основные задачи:

- снижение перенапряжений в сети до уровней, обеспечивающих надежную работу электрооборудования;
- при возможных режимах работы электрической сети не должно происходить повреждение ОПН, вследствие нарушения термической устойчивости или других причин.

## 4.5. Выбор ограничителей перенапряжений

Для того чтобы ограничитель отвечал потребностям электрической сети, надежно защищал оборудование и не разрушался в процессе эксплуатации, необходимо выполнение следующих условий:

1. Наибольшее допустимое напряжение ОПН  $U_{нд}$  должно быть больше наибольшего рабочего напряжения сети  $U_{н.р}$  или оборудования:

$$U_{нд} > U_{н.р} \cdot \quad (4.6)$$

2. Уровень временных перенапряжений должен быть меньше максимального значения напряжения промышленной частоты выдерживаемого ОПН в течение времени  $t$ :

$$T \cdot U_{нд} > U_{пер} \cdot \quad (4.7)$$

где  $U_{пер}$  – уровень квазистационарных перенапряжений (феррорезонансные перенапряжения, резонансное смещение нейтрали).

3. Поглощаемая ограничителем энергия не должна превосходить энергоемкость ОПН:

$$W_{уд} \cdot U_{нд} > U_c \cdot \quad (4.8)$$

4. Ограничитель должен обеспечить необходимый защитный координационный интервал по грозовым воздействиям  $A_{гр}$ :

$$A_{гр} = (U_{исп} - U_{ост}) / U_{исп} > (0,2 - 0,25), \quad (4.9)$$

где  $U_{исп}$  – значение грозового испытательного импульса;  $U_{ост}$  – остающееся напряжение на ОПН при номинальном разрядном токе;  $(0,2-0,25)$  – координационный интервал.

5. Ограничитель должен обеспечить защитный координационный интервал по внутренним перенапряжениям  $A_{вн}$ :

$$A_{вн} = (U_{доп} - U_{ост}) / U_{доп} > (0,15 - 0,25), \quad (4.10)$$

где  $U_{доп}$  – допустимый уровень внутренних перенапряжений;  $U_{ост}$  – остающееся напряжение на ОПН при коммутационном импульсе.

**Выбор по наибольшему допустимому напряжению.** Наибольшее допустимое напряжение ограничителя должно быть больше, чем величина рабочего напряжения промышленной частоты на выводах ограничителя. При размещении ограничителей в трехфазных сетях местоположение ОПН играет решающую роль: между фазой и

землей, между нейтралью трансформатора и землей, между фазами. В зависимости от способа включения ОПН определяется наибольшее напряжение, воздействующее на ОПН. В сетях с эффективно заземленной нейтралью за наибольшее рабочее напряжение принимается максимальное фазное рабочее напряжение сети. Если оно не известно, то необходимо использовать наибольшее рабочее напряжение сети или наибольшее напряжение оборудования. В сетях с изолированной нейтралью или с компенсацией емкостных токов за наибольшее значение напряжения принимается линейное напряжение сети.

**Выбор по воздействию временного повышения напряжения.** В трехфазных сетях особое внимание должно быть уделено кратковременным перенапряжениям. Они наиболее часто происходят в несимметричных и неполнофазных режимах. Величина перенапряжений зависит от большого количества различных факторов (схемы сети, вида установленного оборудования и коммутационной аппаратуры, режима работы). Продолжительность временных перенапряжений зависит от вида и времени работы релейной защиты по отключению режима повышенных напряжений (защита от повышения напряжений, защита от замыканий на землю). Правильность выбора ОПН по этому критерию обусловлена достоверностью оценки уровней перенапряжений. Эти значения необходимо сравнить со значением  $T$  по кривой на рис. 4.8 при известном времени  $t$ .

## Литература

1. Электрическая часть станций и подстанций : учеб. для вузов / А. А. Васильев [и др.] ; под ред. А. А. Васильева. – 2-е изд., перераб. и доп. – Москва : Энергоиздат, 1990. – 576 с.

2. Рожкова, Л. Д. Электрооборудование станций и подстанций : учеб. для техникумов / Л. Д. Рожкова, В. С. Козулин. – 2-е изд., перераб. – Москва : Энергия, 1980. – 600 с.

3. Евдокунин, Г. А. Современная вакуумная коммутационная техника для сетей среднего напряжения (технические преимущества и эксплуатационные характеристики) / Г. А. Евдокунин. – Санкт-Петербург : Изд-во Сизова М. П., 2000. – 114 с.

4. Пособие к курсовому и дипломному проектированию для электроэнергетических специальностей вузов : учеб. пособие для студентов электроэнергет. специальностей вузов / В. М. Блок [и др.] ; под ред. В. М. Блок. – 2-е изд., перераб. и доп. – Москва : Высш. шк., 1990. – 383 с.

5. Правила устройства электроустановок ; 5 изд., перераб. и доп. с изм.; ГЛАВГОС Энергонадзор России, Москва, 1998.

6. Баков, Ю. В. Проектирование электрической части электростанций с применением ЭВМ : учеб. пособие для вузов / Ю. В. Баков. – Москва : Энергоатомиздат, 1991. – 272 с.

7. Гук, Ю. Б. Проектирование электрической части станций и подстанций / Ю. Б. Гук, В. В. Кантан, С. С. Петров. – Ленинград : Энергоатомиздат, 1985. – 312 с.

## Содержание

Тема 1. Источники оперативного тока на электростанциях и подстанциях .....	3
1.1. Переменный и выпрямленный оперативный ток .....	3
1.2. Оперативный постоянный ток в электроустановках .....	11
1.3. Выбор аккумуляторных батарей.....	18
Тема 2. Дистанционное управление коммутационными аппаратами .....	21
2.1. Виды управления.....	21
2.2. Дистанционное управление выключателями с электромагнитными приводами .....	24
2.3. Устройство и работа блока управления ВU/TEL-220 .....	31
Тема 3. Режимы заземления нейтрали в электрических сетях .....	35
3.1. Режимы работы нейтрали в трехфазных сетях .....	35
3.2. Сети с изолированной нейтралью.....	36
3.3. Сети с компенсированной нейтралью .....	40
3.4. Сети с резистивным заземлением нейтрали .....	45
3.5. Трехфазные сети до 1000 В с глухозаземленной нейтралью.....	51
Тема 4. Защита от грозовых и внутренних перенапряжений в электроустановках .....	53
4.1. Расчет устройств молниезащиты подстанции .....	53
4.1.1. Общие требования .....	53
4.1.2. Расчет зон защиты молниеотводов.....	56
4.2. Последовательность расчета устройств молниезащиты подстанции .....	59
4.3. Назначение и устройство ограничителей перенапряжений нелинейных ОПН .....	61
4.4. Внутренние перенапряжения в распределительных сетях среднего напряжения .....	66
4.5. Выбор ограничителей перенапряжений .....	69
Литература.....	71

Учебное электронное издание комбинированного распространения

Учебное издание

**Бохан Александр Николаевич**

# **ЭЛЕКТРИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ ЭЛЕКТРОСТАНЦИЙ И ПОДСТАНЦИЙ**

**Курс лекций  
по одноименной дисциплине  
для студентов специальностей 1-43 01 03  
«Электроснабжение (по отраслям)»  
и 1-43 01 07 «Техническая эксплуатация  
энергооборудования предприятий»  
дневной и заочной форм обучения**

**Электронный аналог печатного издания**

Редактор *Н. Г. Мансурова*  
Компьютерная верстка *М. В. Аникеенко*

Подписано в печать 19.05.09.

Формат 60x84/16. Бумага офсетная. Гарнитура «Таймс».  
Ризография. Усл. печ. л. 4,18. Уч.-изд. л. 4,19.

Изд. № 49.

E-mail: [ic@gstu.gomel.by](mailto:ic@gstu.gomel.by)  
<http://www.gstu.gomel.by>

Издатель и полиграфическое исполнение:  
Издательский центр учреждения образования  
«Гомельский государственный технический университет  
имени П. О. Сухого».

ЛИ № 02330/0549424 от 08.04.2009 г.  
246746, г. Гомель, пр. Октября, 48.