

МИНИСТЕРСТВО СЕЛЬСКОГО ХОЗЯЙСТВА
РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ

Федеральное государственное бюджетное образовательное
учреждение высшего образования
«ДАЛЬНЕВОСТОЧНЫЙ ГОСУДАРСТВЕННЫЙ АГРАРНЫЙ
УНИВЕРСИТЕТ»

ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИЧЕСКИЙ ФАКУЛЬТЕТ

Шевченко М.В.

Электроснабжение сельского хозяйства

Учебно-методическое пособие по специальности

СПО 35.02.08 Электрификация и автоматизация сельского
хозяйства



Благовещенск

УДК 620.9:631(075)

*Рецензент – С. Н. Воякин, кандидат технических наук.,
доцент кафедры электропривода и автоматизации
технологических процессов
ФГБОУ ВО Дальневосточного ГАУ*

Электроснабжение сельского хозяйства : учеб. -
метод. пособие по спец. СПО 35.02.08 Электрификация и
автоматизация сельского хозяйства / Дальневост. гос. аграр.
ун-т, ЭЭФ ; сост. М.В. Шевченко . – Благовещенск : Изд-во
Дальневосточного ГАУ, 2018. – 204 [1] с.

*Учебно-методическое пособие по
междисциплинарному курсу МКД 02.03 Электроснабжение
сельского хозяйства предназначены для студентов очного
обучения Дальневосточного ГАУ специалистов среднего
звена в соответствии с ФГОС СПО по направлению
35.02.08 - Электрификация и автоматизация сельского
хозяйства.*

*Рекомендовано к изданию методическим
советом электроэнергетического факультета
ФГБОУ ВО Дальневосточного ГАУ.
Согласовано с факультетом среднего
профессионального образования*

Издательство Дальневосточного ГАУ
2018

ОГЛАВЛЕНИЕ

ВВЕДЕНИЕ	5
Лекция 1. Тема: Общие сведения о производстве и распространении электрической энергии	6
Лекция 2 Тема: Качество электрической энергии и его обеспечение	15
Лекция 3 Тема: Электрические нагрузки потребителей	29
Лекция 4 Тема: Устройство электрических сетей	45
Лекция 5 Тема: Расчет электрических сетей	58
Лекция 6 Тема: Короткие замыкания в электрических установках	68
Лекция 7 Тема: расчет токов короткого замыкания	83
Лекция 8 Тема: Перенапряжения и защита от перенапряжений	95
Практическое занятие 1 Шины, контактные соединения	110
Практическое занятие 2 Изоляторы распределительных устройств	117
Практическое занятие 3 Плавкие предохранители	129
Практическое занятие 4 Разъединители и приводы к разъединителям	140
Практическое занятие 5 Выключатели нагрузки	150
Практическое занятие 6 Малообъемные масляные выключатели	159

Практическое занятие 7 Приводы выключателей	170
Практическое занятие 8 Вакуумные выключатели и приводы вакуумных выключателей	180
Практическое занятие 9 Разрядники и ограничители перенапряжения	196
Список использованной литературы	204

ВВЕДЕНИЕ

Данное учебно-методическое пособие предназначено для студентов очного обучения Дальневосточного ГАУ специалистов среднего звена в соответствии с ФГОС СПО по направлению 35.02.08 - Электрификация и автоматизация сельского хозяйства.

Проектирование системы электроснабжения любого объекта является определяющим фактором, обуславливающим его хозяйственную деятельность, нормальные условия функционирования и развитие на долгосрочную перспективу. Такими объектами народного хозяйства могут служить промышленные предприятия любой направленности, а также объекты городского и сельского хозяйства.

В данном пособии подробно и последовательно изложен материал по соответствующим разделам.

Лекция 1

Тема: Общие сведения о производстве и распространении электрической энергии.

Вопросы: 1. Основные понятия и определения в энергетических системах.

2. Схемы и классификация энергетических систем.

3. Режимы нейтрали энергетических систем.

4. Категорийность сельскохозяйственных электропотребителей

по надежности электроснабжения.

5. Ущерб от перерывов электроснабжения сельскохозяйственных потребителей

1) Электроснабжением называется обеспечение потребителей электрической энергией, а совокупность электроустановок, предназначенных для обеспечения электрической энергией, называют системой электроснабжения. Передача электроэнергии от источников к потребителям производится энергетическими системами, объединяющими несколько электростанций.

Приемники электрической энергии получают питание от системы электроснабжения, которая является частью энергетической системы.

Энергетическая система – это совокупность электрических частей электростанций, электрических сетей и потребителей электроэнергии, связанных общностью режима и непрерывностью процесса производства, распределения и потребления электроэнергии.

Электрическая система – это часть энергосистемы за исключением тепловых сетей и тепловых потребителей.

Электростанция – Это установка или группа установок, предназначенных для производства

электрической энергии или электрической и тепловой энергии.

В зависимости от вида использования первичной энергии электростанции делятся на: тепловые (ТЭС); гидроэлектростанции (ГЭС); атомные (АЭС); ветроэлектрические (ВЭС); приливные (ПЭС); геотермальные и солнечные.

Электрическая сеть – это совокупность электроустановок для передачи и распределения электроэнергии на определенной территории, состоящая из подстанций, распределительных устройств, воздушных и кабельных линий электропередачи, аппаратуры присоединения, защиты и управления.

Воздушной или кабельной линией электропередачи называется электроустановка, являющаяся совокупностью токоведущих элементов, их изоляции и несущих конструкций, предназначенная для передачи электроэнергии на расстояние.

Приемный пункт (или пункт приема) электроэнергии – установка на которую поступает электроэнергия, это:

Трансформаторная подстанция (ТП) – это электроустановка, предназначенная для преобразования электроэнергии одного напряжения в электроэнергию другого напряжения с помощью трансформатора.

Комплексная трансформаторная подстанция (КТП) – подстанция, состоящая из трансформаторов, блоком комплексных распределительных устройств и других элементов, поставляемых в полностью или частично собранном и подготовленном для сборки виде.

Распределительный пункт (РП) – это распределительное устройство, предназначенное для приема и распределения электроэнергии на одном напряжении без преобразования и трансформации, не входящее в состав подстанции.

Глубокий ввод и подстанция глубинного ввода – система питания электроэнергией, при которой электрическая линия подводится возможно ближе к потребителю с целью повышения надежности, снижения потерь мощности и энергии.

2) Электрическими сетями называют части электрической системы, состоящие из подстанций и линий электропередачи различных напряжений.

В зависимости от назначения электрические сети разделяют на распределительные и питающие.

Распределительной (рис. 1) называют электрическую сеть, подводящую электроэнергию от источника питания (ИП) к потребительским трансформаторным пунктам (подстанциям) (ТП) или к самим потребителям, если эта линия низкого напряжения.

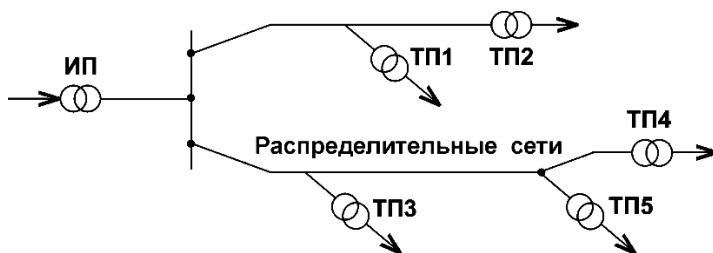


Рис.1 Распределительная электрическая система

Питающие сети (рис. 2) – сети, по которым электроэнергию подводят к распределительным пунктам (РП) или подстанциям, а от них по распределительным сетям к потребителям.

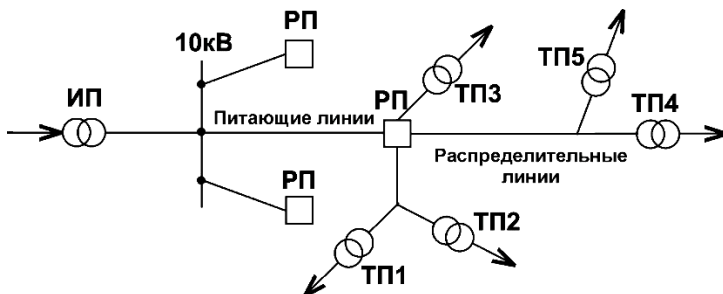


Рис.2 Питающая электрическая сеть

Электрические сети разделяются:

- по роду тока на:

сети переменного тока;

сети постоянного тока;

- по номинальному напряжению:

до 1 кВ – низкого напряжения;

от 3 до 220 кВ – высокого напряжения;

свыше 330 кВ – сверхвысокого напряжения;

- по характеру потребителя:

промышленные;

городские;

сельскохозяйственного назначения;

- по конфигурации схемы сети:

разомкнутые с односторонним питанием;

замкнутые;

запитанные минимум от двух независимых источников (рис. 3).

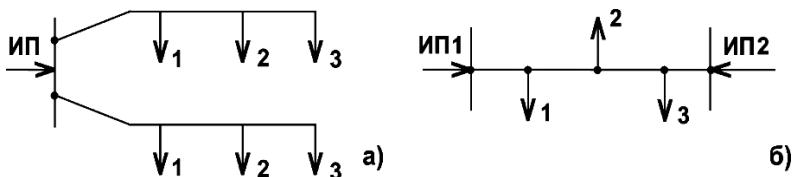


Рис.3 Схема конфигурации сети
а) разомкнутая сеть; б) замкнутая сеть

3) Нейтралями электроустановок – называют общие точки обмоток генераторов или трансформаторов, соединенные в звезду.

Вид связи машин и трансформаторов с землей в значительной степени определяет уровень изоляции электроустановок и выбор коммутационной аппаратуры, значения перенапряжений и способы их ограничений, токи при однофазных замыканиях на землю, условия работы релейной защиты и безопасности в электрических сетях, электромагнитное влияние на линии связи и т.д.

В зависимости от вида нейтрали электрические сети разделяют на две основные группы:

- сети с изолированной нейтралью;
- сети с глухозаземленной нейтралью.

Сетями с изолированной нейтралью называются трехфазные сети, у которых нейтраль трансформатора в нормальном режиме с землей не соединена.

Сетями с глухозаземленной нейтралью называются трехфазные сети, у которых обмотки питающих трансформаторов соединены в звезду и нейтральные точки электрически соединены с заземляющей установкой (землей).

Выбор режима работы нейтрали определяется надежностью и экономичностью работы электроустановок, безопасностью их обслуживания и зависит от работы сети

при наиболее частых авариях – однофазных замыканий на землю.

В нашей стране приняты следующие режимы работы нейтрали в сетях:

- сети 3 – 35 кВ работают с изолированной нейтралью, они относятся к электроустановкам с малыми токами замыкания на землю. Токи ОКЗ не должны превышать 10, 20 и 30 А в сетях 35, 10 и 6 кВ соответственно;

- сети 110 кВ и выше работают с глухозаземленной нейтралью и по ПЭУ относятся к электроустановкам с большими токами замыкания на землю ($I_{\text{к}}^{(1)} > 500\text{А}$);

- сети трехфазные четырехпроводные 380/220 В выполняются с глухозаземленной нейтралью. Отключение поврежденной фазы при ОКЗ предотвращает опасность прикасания людей к заземленным конструкциям, оказавшимся под напряжением. Напряжение на любой фазе по отношению к земле при любых режимах не превышает 250 В, благодаря чему обеспечивается совместное питание силовых электроприемников и электроосветительных установок;

- трехфазные трехпроводные сети 380 и 660 В – с изолированной нейтралью обычно это малоразветвленные сети с повышенным требованием относительно безопасности (горные карьеры, угольные шахты и т.д.), и при условии надежного контроля изоляции сети для быстрого обнаружения персоналом замыкания на землю. При этом должна быть обеспечена скорейшая ликвидация замыканий на землю или автоматическое отключение участков при возникновении замыкания на землю.

На практике сети с изолированной нейтралью при замыкании на землю не отключаются и могут работать до отыскания повреждения согласно ПЭУ два с лишним часа. Питание приемников при этом не прерывается. Более опасно однофазное замыкание через звезду, так как дуга может повредить оборудование и вызвать двух или трехфазное К.З. (особенно в кабелях).

Если в сетях 6 – 35 кВ токи замыкания на землю превышают допустимые, то компенсация емкостных токов при ОКЗ осуществляется с помощью заземляющего реактора (дугогасящей катушки), который устанавливается в нейтрали какого – либо трансформатора, присоединенного к сборным шинам 6 - 35 кВ сети с компенсированной нейтралью.

4) Непременным условием широкого внедрения электроэнергии в сельскохозяйственном производстве является обеспечение надежного электроснабжения потребителей.

Современное развитие сельскохозяйственного производства, перевод его на промышленную основу, применение в широких масштабах автоматизации технологических процессов вызывает необходимость существенного повышения уровня надежности электроснабжения сельского хозяйства.

Под надежностью электроснабжения подразумевают способность электрической системы в любое время снабжать электроэнергией присоединенных к ней потребителей. Перерывы в подаче электроэнергии приводят к дезорганизации производственных процессов и наносят значительный материальный ущерб.

В соответствии с Правилами устройств электроустановок (ПЭУ 1.2.17) все электроприемники делятся на три категории в отношении обеспечения надежности электроснабжения.

К 1 категории относятся электроприемники, перерыв в электроснабжении которых может повлечь за собой:

- опасность для жизни людей и животных;
- значительный ущерб народному хозяйству;
- повреждение дорогостоящего основного оборудования;
- массовый брак продукции;
- нарушение сложных технологических процессов.

Ко 2 категории относятся электроприемники, перерыв в электроснабжении которых приводит к:

- массовому недоотпуску продукции
- массовым простоям рабочих и механизмов;
- нарушению нормальной деятельности значительного числа городских и сельских жителей.

К 3 категории относятся все остальные электроприемники.

В соответствии с “Руководящими материалами (РУМ) по проектированию электроснабжения в сельском хозяйстве”:

-К потребителя 1 категории относятся:

1. Животноводческие комплексы и фермы:

- по производству молока на 400 и более коров;
- по выращиванию и откорму молодняка КРС на 5 тыс. и более голов в год;
- по выращиванию нетелей на 3 тыс. и более скотомест;
- площадки по откорму КРС на 5 тыс. и более голов в год;
- комплексы по выращиванию и откорму 12 тыс. и более свиней в год;

2. Птицефабрики:

- по производству яиц и содержанием 100 тыс. и более кур - несушек;

- ясного направления по выращиванию 1 млн. и более бройлеров в год;

- хозяйства по выращиванию племенного стада кур на 25 тыс. и более голов;

К потребителям 2 категории относятся:

- животноводческие и птицеводческие фермы с меньшей производительностью, чем потребители 1 категории;

- тепличные комбинаты и рассадочные комплексы;

- кормоприготовительные завод и отдельные цеха при механизированном приготовлении и раздаче коров;

- картофелехранилища емкостью более 500 тонн с холодоснабжением и активной вентиляцией;

- холодильники для хранения фруктов емкостью более 600 тонн;

- инкубационные цеха рыболовческих хозяйств и ферм.

Электроприемники 1 категории должны обеспечиваться электроэнергией от двух независимых взаиморезервируемых источников питания, при наличии собственного резервного источника питания (дизельной электростанции).

Перерыв в электроснабжении этих электроприемников от одного из источников допускается только на время автоматического восстановления питания.

Электроприемники 2 категории рекомендуется обеспечивать электроэнергией от двух источников электропитания. При нарушении электроснабжения от одного из них допустим перерывы в электроснабжении на время, необходимое для включения резервного питания дежурным персоналом или выездной оперативной бригадой, но не более чем на 1 час.

Допускается электроприемников 2 категории по одной линии и от одного трансформатора, если обеспечена

возможность перевода аварийного режима линии или замена повредившегося трансформатора за время не более одних суток.

Для электроприемников 3 категории электроснабжение может выполняться от одного источника питания при условии, что перерывы электроснабжения, необходимые для ремонта или замены поврежденного элемента системы электроснабжения не превышает 1 – х суток.

Для повышения надежности электроснабжения могут быть использованы различные средства и мероприятия, которые можно разделить на две группы: организационно – технические и технические.

К организационно – техническим мероприятиям относятся:

- повышение требований к эксплуатационному персоналу;
- рациональная организация текущих и капитальных ремонтов и профилактических испытаний;
- рациональная организация отыскания и ликвидации повреждения;
- обеспечение аварийных запасов материалов и оборудования.

К техническим средствам и мероприятиям относятся:

- повышение надежности отдельных элементов сетей;
- сокращение радиуса действия электрических сетей;
- применение кабельных сетей;
- сетевое и местное резервирование;
- автоматизация местных электрических сетей.

Лекция 2

Тема: “Качество электрической энергии и его обеспечение”.

Вопросы: 1. Показатели качества электрической энергии.

1.1 Отклонение напряжения.

1.2 Колебание напряжения.

2. Влияние низкого качества электроэнергии на работу сетей и электрооборудования.

3. Потери напряжения и способы его определения.

4. Регулирование напряжения.

1) Качество электроэнергии характеризуется показателями, определяющими степень соответствия напряжения и частоты в сети их нормированным значениям.

Обычно предполагается, что работа всех приемников и аппаратов наиболее целесообразна с технической и экономической точек зрения при номинальных параметрах ($U_{ном}$, $I_{ном}$, $f_{ном}$).

В настоящее время действует ГОСТ – 13109 – 87, устанавливающий требования к электрической энергии в электрических сетях общего назначения переменного трехфазного и однофазного тока частотой 50 Гц в точках, к которым присоединяются приемники или потребители электрической энергии.

Показатели качества электрической энергии подразделяются на две группы: основные показатели и дополнительные.

Основные показатели качества электрической энергии определяют свойства электрической энергии, характеризующие ее качество.

К основным показателям, для которых установлены допустимые значения, относят:

- отклонение напряжения;
- размах изменения напряжения;
- дозу колебания напряжения;

- коэффициент несинусоидальности кривой напряжения;
- коэффициент V - й гармонической составляющей;
- коэффициент обратной последовательности напряжения;
- коэффициент нулевой последовательности напряжения;
- отклонение частоты.

Дополнительные показатели качества электрической энергии представляют собой формы записи основных показателей, используемые в других нормативно технических документах.

Отклонение частоты одинаково для всей энергосистемы, так как значение частоты в данный момент определяется частотой вращения генераторов. В нормальных условиях, в установившихся режимах все генераторы имеют синхронную частоту. Поэтому отклонение частоты – это общесистемный показатель качества электроэнергии.

Напряжения в различных точках сети имеют различные значения.

В реальных режимах электрической сети напряжения всегда отличаются от номинальных. Эту разницу характеризуют ряд показателей качества электрической энергии:

- отклонение напряжения;
- размах изменения напряжения;
- колебание напряжения и др.

1.1) Отклонение напряжения – это разность между действительным значением напряжения и его номинальным значением для сети.

Отклонение напряжения сети представляет собой: разность между фактическим и номинальным напряжениями:

$$V = U_C - U_{НОМ}$$

Отклонение напряжения в процентах номинального:

$$V\% = \frac{U_C U_{НОМ}}{U_{НОМ}} 100$$

Отклонения напряжения будут положительными при $U_C > U_{НОМ}$ и отрицательные при $U_C < U_{НОМ}$.

1.2) Колебаниями напряжения называются кратковременные изменения напряжения, возникающих при изменении нормального режима работы, например при включении мощного электродвигателя, при К.З. и тд.

2) Отклонение напряжения влияют на работу приемников электроэнергии. Наиболее чувствительны к ним осветительные потребители и в первую очередь – лампы накаливания, уменьшая срок их службы.

$U_{НОМ}, \%$	90	95	100	105	110
$\Phi_{св}, \%$	68	82	100	120	135
$T, \%$	360	150	100	55	30

где $U_{НОМ}$ – номинальное напряжение

$\Phi_{св}$ – световой поток

T – срок службы лампы

Люминесцентные лампы или лампы дневного освещения, меньше реагируют на изменение напряжения, чем лампы накаливания. Однако при $U_{НОМ} = 110$, снижается срок службы лампы на 20 – 25 %.

Газоразрядные лампы при $U \leq 80 \%$ от $U_{НОМ}$ – не зажигаются.

Колебания на шинах подстанции могут распространяться на всю систему электроснабжения. Колебания напряжения на отходящих линиях могут

отразится на всех потребителях электроэнергии, подключенных к этой линии, а также (в меньшей степени) на потребителях других линий.

Колебания напряжения отражаются на работе осветительных приемников, что сопровождается “миганием” ламп, снижением зрительного восприятия работающих и в силу этого повышением утомляемости и снижением производительности труда.

В нашей стране нормы качества электроэнергии регламентируются ГОСТ 13109 – 87.

Допустимые отклонения напряжения в сельских сетях:

- для потребителей животноводческих комплексов и птицефабрик (потребителей 1 категории) $V_{\text{норм}} = \pm 5 \%$;
- для остальных потребителей (2 и 3 категории) $V_{\text{норм}} = \pm 7,5 \%$.

При работе электрических сетей в послеаварийных и ремонтных работах допускается дополнительное понижение напряжения на 5 %.

Для ограничения колебаний напряжения предусматривают следующие мероприятия:

- приближение источников питания к электроприемникам, вызывающим резкие колебания в электрической сети, и разделение “спокойных” и “ударных” нагрузок на отдельные линии или трансформаторы;
- ограничение токов пуска и самозапуска двигателей;
- уменьшение активного (индуктивного) сопротивления линии 6 – 35 кВ основного питания крупных электроприемников с резкопеременными ударными нагрузками;
- использование параллельной работы питающих линий и трансформаторов на ГПП (при замкнутом секционном выключателе);

- осуществление питания осветительных нагрузок от отдельных трансформаторов.

3) Потери напряжения в линии непосредственно связаны с отключением напряжения. На линии (рис. 1)

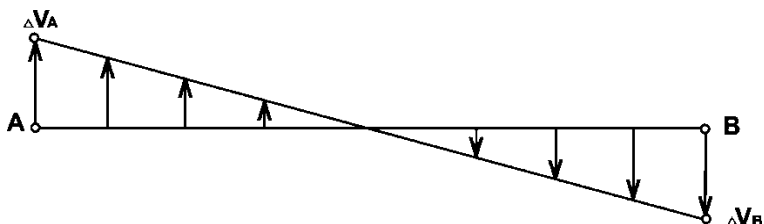


Рис.1 Отклонения напряжения в линии с равномерной нагрузкой.

$$\Delta U_A = U_A - U_H$$

$$\Delta U_B = U_B - U_H$$

Вычитаем из первого уравнения второе и получаем:

$$\Delta U_A - \Delta U_B = U_A - U_B = \Delta U_{AB}$$

Другими словами, потери напряжения в линии равны разности между отклонения напряжения в начале и конце линии.

Электрическая нагрузка в линии не остается постоянной, но непрерывно и в общем случае плавно изменяется.

Наблюдения показывают, что минимальная нагрузка в сетях, питающих относительно большое число сельских потребителей, не снижается менее чем на 25 % максимальной, то есть $S_{\min} \geq 0,25 S_{\max}$.

Вследствие этого расчет сети по отклонениям напряжения ведут в двух случаях: для нагрузок 100 и 25 % максимума. Очевидно, что в первом случае потеря напряжения в сети наибольшая и напряжение у удаленных потребителей самое низкое.

Наоборот, при нагрузке 25 % максимума, потеря напряжения в сети приблизительно в 4 раза меньше, поэтому напряжение у потребителя близко расположенного к источнику питания может значительно превзойти номинальное.

На отклонение, а следовательно, на потери напряжения, влияют различные элементы электрической установки в которую входят: генераторы, трансформаторы, провода воздушной линии и др. Для определения отклонений напряжения следует учитывать влияние всех этих элементов.

При определении потерь напряжения в электрических сетях необходимо полностью использовать возможности, предоставляемые ПЭУ с целью наименьших затрат на сооружение линии.

Отклонения и потери напряжения в системе электроснабжения связаны между собой зависимостью:

$$V_{пит} + \Sigma(V_{пост} + V_{пер}) - \Sigma\Delta U_{лин} - \Sigma\Delta U_T - V_{потр} = 0$$

где $V_{пит}$ – отклонение напряжения в центре питания, %;

$\Sigma(V_{пост} + V_{пер})$ – сумма постоянных и переменных надбавок напряжения трансформаторов, %;

$\Sigma\Delta U_T$ – потери напряжения в трансформаторе;

$\Sigma\Delta U_{лин}$ – потери напряжения в линии, %;

$V_{nотр}$ - допустимое отклонение напряжения у потребителя.

Для определения потерь напряжения в каждом конкретном случае необходимо подвести баланс отклонения и потерь напряжения на рассматриваемом участке системы.

В общем виде уравнение баланса:

$$\sum \Delta U_{дон} = \sum \Delta U_{изв} + \sum V_{пост} + \sum V_{пер}$$

Данное уравнение проще считать пользуясь таблицами, - таблицами отклонения и потери напряжения (табл. 1).

Таблица 1

Отклонения и потери напряжения, %

Параметр элемента системы	Отклонение напряжения, %	
	100%	25%
Шины 35 кВ Сеть напряжением 35 кВ Трансформатор 35/10 кВ надбавки потери Сеть напряжением 10 кВ Трансформатор 10/0,38 кВ надбавки потери Сеть напряжением 0,38 кВ Потребитель		

По результатам таблицы отклонения проверяется правильность выбора сечения электрической сети с учетом наименьших затрат проводникового металла.

Уровень напряжения потребителей во многом зависит от значения потерь напряжения в линиях электропередачи.

Потери напряжения в проводах воздушных линий напряжением до 35 кВ включительно определяется по формуле:

$$\Delta U = \sqrt{3} \sum_{i=1}^n I_i l_i (R_0 \cos \varphi + x_0 \sin \varphi), \text{ В}$$

или

$$\Delta U \% = \frac{\sqrt{3} * 100}{U_H} \sum_1^n I_i l_i (R_0 \cos \varphi + x_0 \sin \varphi)$$

В случае если при расчете $\cos \varphi \geq 0.95$ и индуктивное сопротивление $x_0 \approx 0$, то:

$$\Delta U = \sqrt{3} I * l * R_0 \cos \varphi$$

Нетрудно эти формулы представит с нагрузками, выраженными мощностями

$$\Delta U \% = \frac{\sum_1^n S l}{U_H} (R_0 \cos \varphi + x_0 \sin \varphi)$$

где в формулах:

S – максимальная мощность на участке сети, кВА

I – ток на участке сети, А

U_H – номинальное напряжение сети, кВ

R_0, x_0 – удельные активное и индуктивное сопротивление проводов линии, Ом/км

l – длина провода, км

Для облегчения расчета потерь напряжения в линии пользуются удельными потерями напряжения в проводах воздушных линий.

$$\Delta U\% = \Delta U_{уд} * S * I * 10^{-3}$$

где $\Delta U_{уд}$ - удельные потери напряжения, выраженные в тысячных долях процента на 1 кВАм в проводах ВЛ напряжением 0,38 кВ и на 1 кВАм в проводах ВЛ напряжением 10 кВ (табличные данные).

Потери напряжения в трансформаторе:

$$\Delta U_T = \sqrt{3} I_{\max} (r_T \cos \varphi + x_T \sin \varphi)$$

где $I_{\max}$ – максимальный рабочий ток трансформатора, А

r_T , x_T – активное и индуктивное сопротивление обмотки трансформатора.

При расчетах для трансформаторов, применяемых в сельских установках, при типичных загрузке и коэффициенте мощности потерю напряжения принимают:

- для трансформаторов мощностью до 630 кВА включительно:

$$U_T^{100} = -4\%$$

- для трансформаторов мощностью 1000 кВА и более:

$$U_T^{100} = -5\%$$

В трансформаторах происходят не только потери, но и надбавки напряжения.

4) Регулированием напряжения называют процесс изменения уровней напряжения в характерных точках электрической системы с помощью специальных технических средств.

Регулирование напряжения может быть централизованным, т.е. проводится в центре питания, и местные, т.е. проводится непосредственно у потребителей.

Регулирование напряжения может проводиться за счет изменения сопротивлений отдельных элементов сети (увеличение сечения проводов), коэффициентов трансформации трансформаторов или изменением протекающим по элементам сети реактивной мощности.

Как известно, нагрузки потребления электроэнергии меняются не только в течении суток, но и в течении всего года (это ярко выражается в суточных графиках изменения нагрузки). Например, наибольшая в течении года нагрузка бывает в период осеннее – зимнего максимума (животноводческие комплексы, фермы и т.д.), наименьшая – в летний период. При этом поддерживаются два уровня напряжения в течении суток в соответствии с графиком нагрузки. В случае переменной в течении суток нагрузки осуществляется так называемое встречное регулирование.

Встречное регулирование состоит в изменении напряжения в зависимости не только от суточных, но также от сезонных изменений нагрузки в течении года. Она предполагает поддержание повышенного напряжения на шинах подстанций в период наибольшей нагрузки, и его снижение до номинального в период наименьшей нагрузки.

Одним из основных способов регулирования напряжения является регулирование напряжения на понижающих подстанциях, т.е. на трансформаторах.

По конструктивному выполнению различают два вида трансформаторов понижающих подстанций:

- с переключением регулировочных ответвлений без возбуждения, т.е. с отключением от сети – трансформаторы с переключением ПБВ;
- на работающем трансформаторе под нагрузкой – трансформаторы с РПН.

Меняя коэффициент трансформации, можно изменить напряжение на стороне НН подстанции.

Трансформаторы без регулирования под нагрузкой (ПБВ) изготавливают в основном с четырьмя ответвлениями, +5, +2,5, 0, -2,5 и -5%.

К таким трансформаторам относятся в основном трансформаторы напряжением 10/0,38 кВ и частично трансформаторы мощностью до 1600 кВА – 35/10 кВ.

Трансформаторы с регулированием напряжения под нагрузкой со встроенным устройством РПН отличаются от трансформаторов с ПБВ наличием специального переключающего устройства, а также увеличенным числом ступеней регулировочных ответвлений и диапазоном регулирования. Так для трансформаторов 35/10 кВ предусматривается диапазон регулирования $\pm 10\%$, т.е. $(4 \cdot 2,5\%) U_{\text{ном}}$.

Регулирование, при котором напряжение сети изменяется только по значению без изменения фазы, называют продольным. Возможно регулирование по фазе – поперечное регулирование.

Регулирование напряжения изменением сопротивления сети. При изменении сечений линий в распределительных сетях существенно меняется активное сопротивление R_0 и изменяется напряжение потребителей. Поэтому в этих случаях сечение провода иногда выбираются по допустимой потере напряжения.

Для уменьшения индуктивного сопротивления линии необходимо включить в линию конденсаторы, устройство продольной компенсации – УПК (рис. 2).

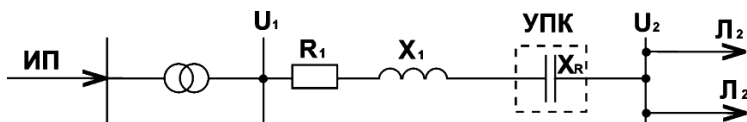


Рис.2 Схема включения УПК

Применение УПК позволяет улучшить режимы напряжения в сетях. Однако следует учитывать, что повышение напряжения, создаваемое такими конденсаторами, зависит от значения и фазы тока, проходящего через УПК. Поэтому возможности регулирования напряжения УПК ограничены. Необходимо отметить, что в питающих сетях УПК – сложные в эксплуатации и дорогие установки. Необходимо применять специальные меры для их защиты от перенапряжений во время К.З.

УПК применяют не только для регулирования напряжения, но и для повышения пропускной способности линий.

Поперечная компенсация – включение в сеть компенсирующего устройства батарей конденсаторов, которые позволяют повышать напряжение. Конденсаторы подключаются параллельно к сети (рис. 3).

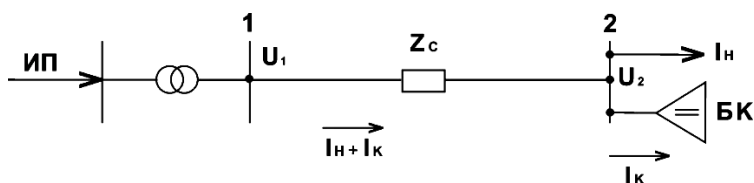


Рис.3 Схема включения батареи конденсаторов

При поперечной компенсации, блок конденсаторов БК, генерируя реактивную мощность, повышает коэффициент мощности сети и одновременно регулирует напряжение, поскольку уменьшаются потери напряжения в сети. В период малых нагрузок, когда напряжение в сети повышено, должно быть предусмотрено отключение части БК, чтобы уровни напряжений не превышали допустимых значений.

При продольной компенсации повышение напряжения, создаваемое УПК, прямо пропорционально току нагрузки линии. В отличие от УПК повышение напряжения в сети, создаваемое поперечной компенсацией, не зависит от тока нагрузки и определяется параметрами сети (X_c) и емкостным током, т.е. емкостью батареи (БК).

Сравнение способов регулирования напряжения.

Основным, наиболее важным и эффективным среди рассматриваемых способов является – регулирование напряжения трансформаторами.

Трансформаторы с ПБВ применяются в сетях напряжением до 35 кВ. С их помощью невозможно осуществить встречное регулирование напряжения, так как их коэффициенты трансформации при изменении режима в течении суток неизменны.

Регулирование трансформаторами с ПБВ используется только как сезонное.

Более частые переключения оказываются дорогим мероприятием, поскольку требуют “отключения – включения” оборудования, усложняют эксплуатацию и увеличение обслуживающего персонала.

Линейные регуляторы (ЛР) малой мощности применяются как в промышленных так и в сельских сетях.

Лекция 3

Тема Электрические нагрузки потребителей

Вопросы: 1. Потребители электрической энергии и их классификация.

2. Установленная и максимальная мощности.

3. Коэффициенты, характеризующие потребление электроэнергии.

4. Графики нагрузок.

5. Графики нагрузок по продолжительности.

6. Вероятно-статистические методы прогнозирования нагрузок.

1. Современный этап развития промышленности и сельского хозяйства характеризуется сложностью и энергоемкостью производственного процесса, ростом единичных мощностей агрегатов и электроприемников в целом. Электрические нагрузки, а следовательно, и потребление электроэнергии зависят от вида и количества выпускаемой продукции, от уровня механизации и автоматизации технологического процесса, от санитарно-гигиенических требований данного производства.

Современная тенденция к концентрации производств и созданию крупных комплексов приводит к тому, что увеличивается количество установленного оборудования, укрепляются и совершенствуются отдельные технологические линии, агрегаты и механизмы.

В сельских районах находятся следующие потребители электрической энергии:

1. жилые дома;

2. больницы, школы, клубы, магазины и др;

3. производственные потребители (животноводческие фермы, зерноочистительные пункты, теплицы, котельные, мастерские и т.п.);

4. предприятия агропромышленного комплекса, хлебоприемные пункты, предприятия по переработке сельскохозяйственной продукции (молокозаводы, мясокомбинаты, консервные заводы и т.п.);

5. прочие потребители в числе которых могут быть промышленные предприятия.

В особую группу должны быть выделены крупные предприятия по производству сельскохозяйственной продукции на промышленной основе, в первую очередь животноводческие комплексы, птицефабрики, тепличные комбинаты. Схемы их электроснабжения приближаются к схемам промышленных предприятий.

Электрическая нагрузка в сельском хозяйстве, как и других отраслях народного хозяйства, - величина непрерывно изменяющаяся: одни потребители включаются, другие отключаются.

Исходя из этого к сельскохозяйственным потребителям можно отнести три основных режима работы, характерные для большинства электроприемников: продолжительный; кратковременный и повторно-кратковременный.

Продолжительный режим это режим работы с продолжительно неизменной или маломеняющейся нагрузкой (рис. 1).

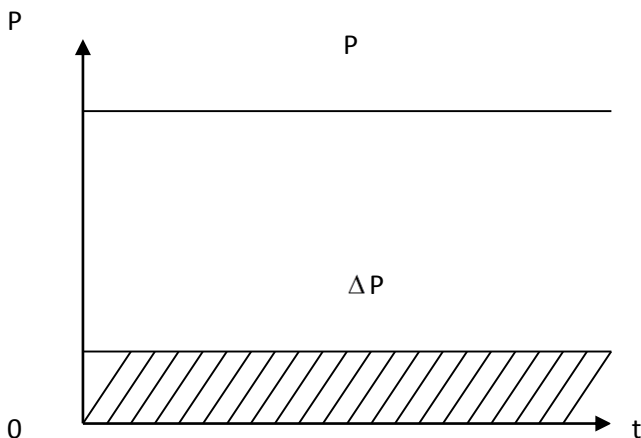


Рис 1. P - нагрузка – const; ΔP - потери величина также практически постоянная

В продолжительном режиме работают электроприводы большинства насосов, вентиляторов и т. п.

Для силовой (двигательной) нагрузки номинальная мощность электроприемника, кВт принимается по паспортным данным.

$$P_{\text{ном}} = P_{\text{пасп}}$$

Кратковременный режим это режим работы с кратковременной нагрузкой (рис. 2).

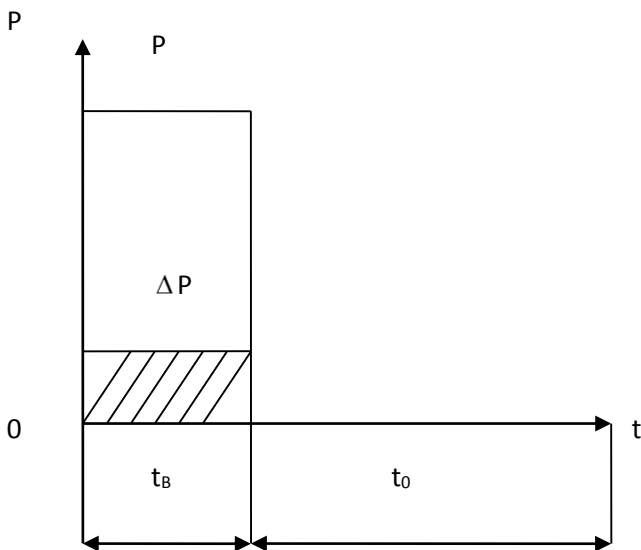


Рис 2. P - нагрузка; ΔP - потери; t_B - время работы; t_0 - время остановки.

По ГОСТ 183-74 длительность периода с неизменной номинальной нагрузкой – 10,30,60,90 минут. В кратковременном режиме работают механизмы навозоудаления, задвижки в котельных и т. д.

Повторно-кратковременный режим это режим повторно-кратковременной нагрузки (рис. 3).

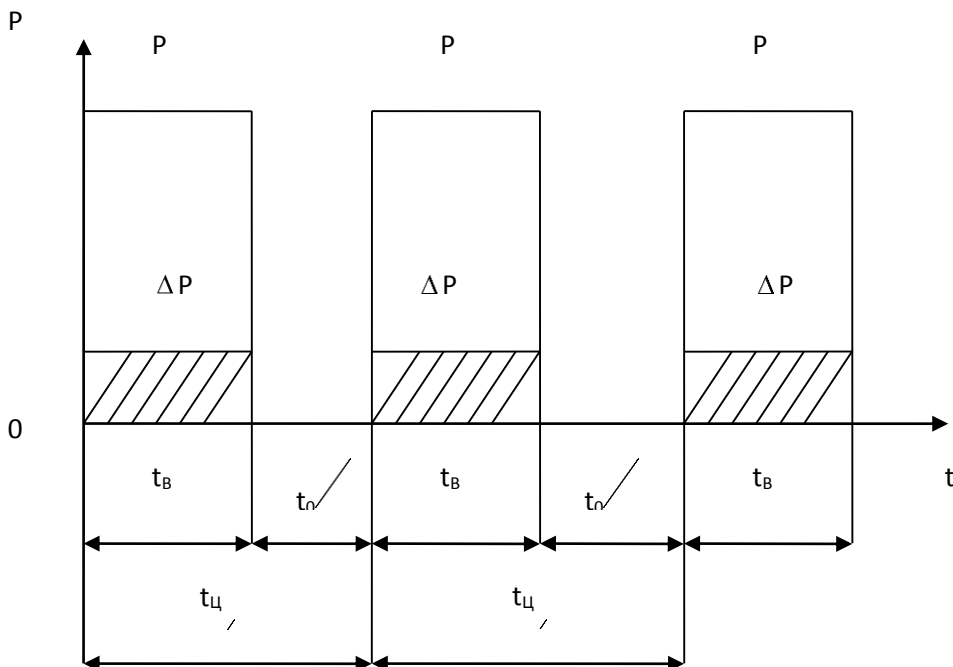


Рис 3. P- нагрузка; ΔP - потери; t_B - время работы; t_0 - время остановки; $t_{ц}$ - цикл работы и остановки.

По ГОСТ 183-74 $P_{ном}$ равны 15, 25, 40 и 60%. В повторно-кратковременном режиме работают электросварочные аппараты, двигатели вентиляционных установок при наличии автоматического режима работы.

При этом мощность приводится к номинальной при $PB=100\%$.

$$P_{ном} = P_{пасп} \cdot \sqrt{PB_{пасп}}$$

В сельском хозяйстве большинство электроустановок работают с переменной электрической нагрузкой.

2.3. Для любого электроприемника в соответствии с технологией производства составляется перечень механизмов с указанием потребляемых ими мощностей на валу – $P_{уст}$ – так называемая установленная мощность потребителей.

Суммируя эти мощности, можно определить суммарную установленную мощность нагрузки для данного объекта, предприятия - $P_{уст\Sigma}$.

Производственные механизмы снабжаются электроприводом. Мощность, потребляемая из сети, или так называемая присоединенная мощность равна.

$$P_{прис\Sigma} = \frac{P_{уст\Sigma}}{\eta_{дв.ср}}$$

где $\eta_{дв.ср}$ - средний КПД двигателя.

Суммарная присоединенная мощность нагрузки потребителя не является характерной, так как не учитывает ни одновременности работы механизмов, ни степень их загрузки, как правило, меняющихся в течении суток.

Поэтому, основная величина, характеризующая потребную мощность, а именно максимальную мощность – P_{max} , определяется с учетом коэффициента одновременности ($K_{од}$) и коэффициента загрузки ($K_з$) оба коэффициента меньше 1.

$$P_{max} = \frac{P_{уст\Sigma} \cdot K_{од} \cdot K_з}{\eta_{дв.ср}}$$

Эта максимальная мощность (или максимум нагрузки) относится к шинам потребителя. Для того, чтобы определить максимум нагрузки, отнесенный к шинам источника питания (станции или подстанции) необходимо учесть потери в сети и трансформаторах. Таким образом.

$$P_{\max} = \frac{P_{\text{уст}\Sigma} \cdot K_{\text{од}} \cdot K_3}{\eta_{\text{дв.ср}}} \cdot \left(1 + \frac{P\%}{100}\right)$$

где: P% - общий процент потерь мощности в сети и сетевых трансформаторах.

Все коэффициенты, входящие в выражение $P_{\max.\text{ср}}$ объединены в общий коэффициент K_c – коэффициент спроса, т.е.

$$K_c = \frac{P_{\text{уст}\Sigma} \cdot K_{\text{од}} \cdot K_3}{\eta_{\text{дв.ср}}} \cdot \left(1 + \frac{P\%}{100}\right)$$

Поэтому

$$P_{\max.\text{ср}} = P_{\text{уст}\Sigma} \cdot K_c$$

Таким образом, коэффициент спроса

$$K_c = \frac{P_{\max}}{P_{\text{уст}\Sigma}}$$

Все коэффициенты приводятся в справочной литературе: K_c для отдельных потребителей

Молочно-товарная ферма – 0,20;

Коровник – 0,29;

Свиноводческая ферма – 0,19;

Свинарник – 0,15;

Кормоцех – 0,25.

Коэффициенты загрузки K_3

Осветительные установки – 1;

Нагревательные установки – 1;

Насосы – 0,7;

Вентиляторы – 0,6 – 0,8;

Доильные установки – 0,8;

Кормосмесители – 0,6;

Кормораздатчики – 0,5;

Транспортеры навозоудаления скреперные – 0,7;
шнековые – 0,4.

4. В сельском хозяйстве большинство электроустановок работает с переменной электрической нагрузкой. Основные расчетные и режимные показатели электрических нагрузок, необходимых при выборе мощности источника энергии и оценки степени использования мощности электроустановок, определяют при помощи графиков электрических нагрузок (планируемых и фактических).

Графиком нагрузки (нагрузочной диаграммой), называется кривая, показывающая изменение нагрузок за определенный(заданный) промежуток времени (смена, сутки, месяц, год).

По роду нагрузки различают графики активной и реактивной мощности, по длительности рассматриваемого промежутка времени – в основном суточные и годовые графики. По оси ординат графики откладывают активные и реактивные нагрузки, по оси абсцисс – время действия этих нагрузок.

Основные показатели графиков электрических нагрузок – средняя и максимальная мощности установок.

По этим показателям и установленной мощности определяют режимные показатели использования электрической энергии на объекте:

- коэффициент использования установленной мощности; $K_{и}/$

- коэффициент заполнения графика; $K_{з}/$

- коэффициент спроса. $K_{с}/$

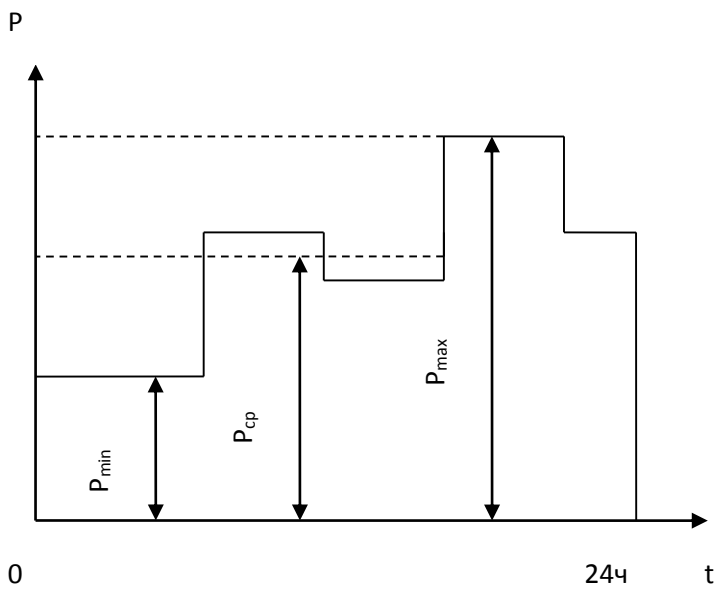


Рис. 4 Суточный график нагрузки

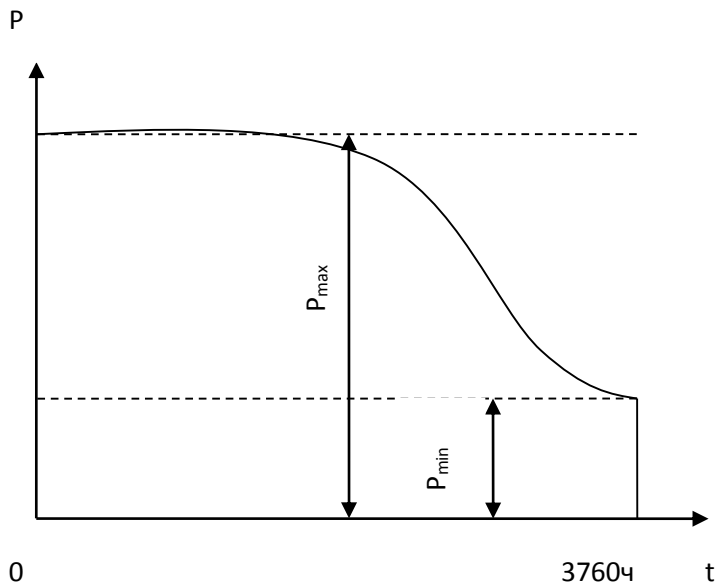


Рис. 5 Годовой график нагрузки

Среднюю мощность установки ($P_{\text{ср}}$, кВт) определяют по графику суточных нагрузок, как отношение суммы произведений мощности отдельных установок к их продолжительности или соотношение количества электроэнергии к продолжительности рабочего цикла ($T_{\text{сут}}$).

$$P_{\text{ср}} = \frac{\sum P_i \cdot t_i}{\sum t_i} = \frac{w_c}{T_c}$$

где: P_i – усредненное значение мощности по графику суточных нагрузок, разбитому на участки по продолжительности t_i (продолжительность участка = 1 час).

$$P_{\text{ср}} = \frac{\sum P_i}{24}$$

W_c – количество потребленной установкой электроэнергии за время T_c определяемое электросчетчиком.

Коэффициент использования установленной мощности ($K_{и}$) называется отношение средней мощности одного электроприемника или группы приемников одинакового режима работы к установленной мощности:

$$K_{и} = \frac{P_{ср}}{P_{уст}}$$

Или для группы приемников с разными режимами работы

$$K_{и} = \frac{\sum_1^n P_{ср}}{\sum_1^n P_{уст}}$$

где: $P_{ср}, \sum_1^n P_{ср}$ - средняя мощность установки или группы приемников;

$P_{уст}, \sum_1^n P_{уст}$ - установленная мощность установки или группы приемников.

Коэффициент заполнения графика (K_3) отношение средней активной мощности к максимальной за исследуемый период времени.

$$K_3 = \frac{P_{ср}}{P_{max}}$$

Коэффициент заполнения графика характеризует неравномерность загрузки трансформаторной подстанции. Если наибольшее значение $K_3=1$, это свидетельствует о наиболее рациональном использовании установки.

Коэффициент заполнения графика K_z

Молочая ферма – 0,6;

Коровник – 0,3;

Свиноводческая ферма – 0,5;

Свинарник – 0,2;

Кормоцех – 0,3.

Коэффициент спроса (K_c) отношение расчетной нагрузки к установленной мощности всех приемников.

$$K_c = \frac{P_{\max}}{P_{\text{уст}\Sigma}} = K_{\text{и}} \cdot K_{\text{м}}$$

5. Годовой график характеризует изменения расчетной нагрузки в течении года.

Годовой график по продолжительности представляет собой кривую изменения убывающей нагрузки в течении года (8760 ч.)

Годовой график по продолжительности составляется на основе суточных графиков за все дни года.

С достаточной точностью годовой график по продолжительности можно построить по характерным суточным графикам только двух дней в году – зимнего и летнего (рис. 6).

Р

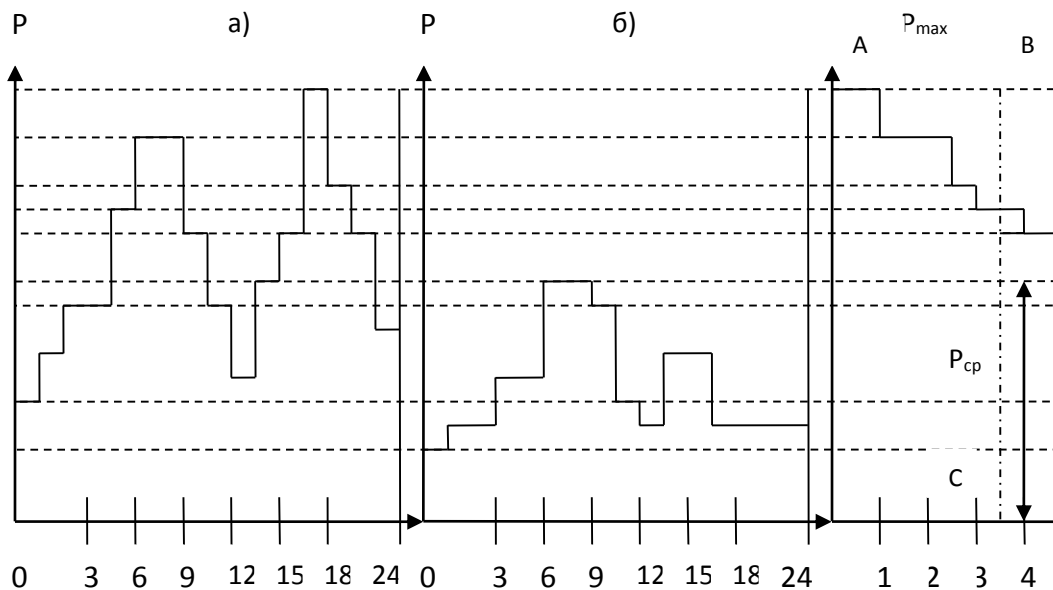


Рис. 6 а) зимний график; б) летний график; в) годовой график

На обоих графиках проводятся пунктирные прямые, соответствующие нагрузкам $P_1, P_2, P_3, \dots, P_n$.

Для каждого из двух суточных графиков можно определить время, в течение которого действует данная нагрузка.

Если теперь предположить, что сельские потребители в среднем в течение года работают 200 дней по зимнему графику и 165 дней по летнему, тогда продолжительность действия нагрузок $P_1, P_2, P_3, \dots, P_n$ в течении года соответственно $t_1=200 t_{1\text{зим}}+165 t_{1\text{лет}}$,

$$t_2=200 t_{2\text{зим}}+165 t_{2\text{лет}},$$

.....,

$$t_n=200 t_{n\text{зим}}+165 t_{n\text{лет}}.$$

Откладывая соответствующие точки в координатах P и t и соединяя их ломаной кривой, получаем годовой график по продолжительности.

Имея график нагрузки можно определить все величины, необходимые для проектирования систем электроснабжения.

Энергия передаваемая по линии, может быть определена непосредственно из графика, так как она численно равна его площади.

$$W = \sum_{k=1}^n P_k \cdot t_k$$

Зная W можно найти среднюю годовую мощность

$$P_{\text{ср.год}} = \frac{W}{8760} = \frac{\sum_{k=1}^n P_k \cdot t_k}{8760}$$

Это же значение энергии можно получить другим путем, используя максимальное для данного графика значение мощности.

Если заменить ступенчатый график прямоугольниками $OABC$, у которого одна сторона – P_{max} , а другая T_{max} , то энергия, переданная по линии будет равна

$$W = P_{\text{max}} \cdot T_{\text{max}}$$

Время T_{max} называется временем использования максимальной мощности

$$T_{\text{max}} = \frac{W}{P_{\text{max}}} = \frac{\sum_{k=1}^n P_k \cdot t_k}{P_{\text{max}}}$$

Время T_{max} часто используют для различных расчетов.

T_{max} для различных видов нагрузок приводится в таблицах, особенно для промышленных нагрузок.

Зная $T_{\max}$ и $P_{\max}$ данного предприятия можно сразу получить потребляемую этим предприятием энергию за год.

В сельском хозяйстве нагрузка в течении суток и года сильно меняется и обычно значение $T_{\max}$ находится в пределах от 900 до 3400 часов.

Определение потерь энергии в электрических сетях.

Имея график нагрузки – график по продолжительности и перестроив его в зависимость $I = f(T)$ можно определить:

- потери энергии

$$\Delta A = 3 \cdot r \cdot I_{\max}^2 \cdot \tau$$

где: r – сопротивление фазного провода, Ом;

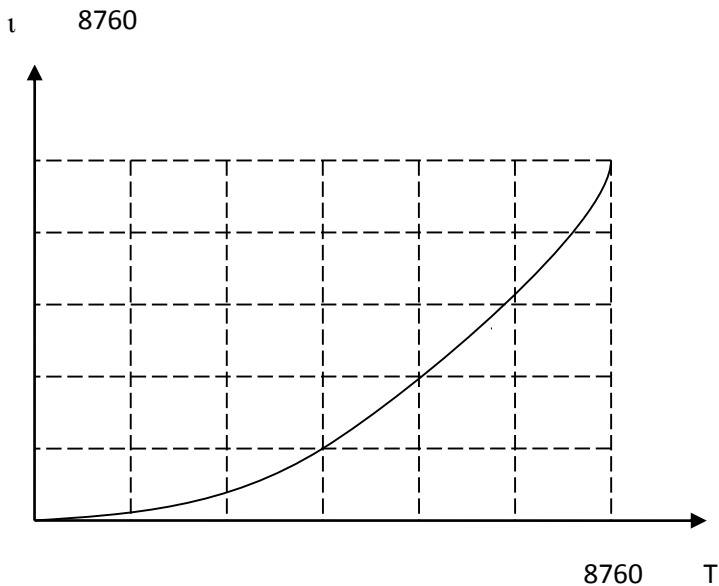
$I_{\max}$ – максимальный ток протекающий по линии, А;

τ – время потерь, ч.

Время потерь определяется графическим путем по кривой $\tau = f(T)$.

Или аналитически по формуле

$$\tau = \frac{\sum_{i=1}^n I_i^2 \cdot t_i}{I_{\max}^2} = \frac{\sum_{i=1}^n P_i^2 \cdot t_i}{P_{\max}^2}$$



Для сельских сетей при числе использования максимума нагрузки в пределах от 2500 до 4400 часов можно воспользоваться формулой

$$\tau = 0,69 \cdot T_{\max} - 584$$

Время максимума $T_{\max}$ по графику $I = f(T)$ можно определить по формуле

$$T = \frac{\sum_{i=1}^n I_i \cdot t_i}{I_{\max}}$$

Или по среднеквадратичному току $I_{\text{ср.кв}}$

$$\Delta A = 3 \cdot r \cdot I_{\text{ср.кв}}^2 \cdot 8760 \cdot 10^{-3}$$

$$\text{где: } I_{\text{ср.кв}} = I_{\max} \cdot \sqrt{\frac{\tau}{8760}}$$

В случае необходимости определения общих потерь с учетом потерь в трансформаторе и ΔA добавляются потери в трансформаторе.

$$\Delta A_{\text{тр}} = \Delta P_{\text{мн}} \cdot \left(\frac{S_{\text{max}}}{S_{\text{н}}} \right)^2 \cdot \tau + \Delta P_{\text{м}} \cdot 8760$$

6. В течении времени по разным причинам непрерывно изменяется потребление электроприемниками мощности. Отдельные приемники включаются и отключаются в соответствии с технологическим режимом работы оборудования, изменяется число приемников присоединенных к сети, а также их мощности.

В последнее время в сельскохозяйственной электроэнергетике широко применяются вероятностно статистические методы определения расчетных нагрузок.

В институте «Сельэнергопроект» на основе многочисленных экспериментальных исследований определены основные вероятностные характеристики нагрузок сельскохозяйственных потребителей.

Прогнозы электропотребления в сельских районах необходимы для составления перспективных энергетических балансов. Данные прогнозов электроснабжения используются для разработки схем перспективного развития электрических сетей напряжения 35...110 кВ.

Лекция 4

Тема Устройство электрических сетей.

Вопросы: 1. Общие сведения.

2. Основные элементы воздушных линий.

2.1 Провода.

2.2 Опоры.

3. Кабельные линии.

1. Электрические воздушные линии (ВЛ) – это устройство для передачи и распределения электроэнергии по проводам, расположенным на открытом воздухе и прикрепленным с помощью изоляторов и арматуры к опорам или кронштейнам инженерных сооружений.

Конструкция ВЛ определяется проектом, в котором указываются их номинальные напряжения и марки проводов с учетом метеорологических и геологических условий на трассе линии. Конфигурации схем электрических сетей 35-110 и 10 кВ зависит в основном от следующих факторов:

- количество и размещение потребителей на рассматриваемой территории;
- электрических нагрузок этих потребителей;
- их категоричность по надежности электроснабжения;
- количество и размещение опорных подстанций энергосистемы.

Из большого количества возможных схем построения электрической сети выделяют следующие:

1. радиальная схема сетей. Эта схема будучи капиталоемкой, получила широкое распространение на первом этапе электрификации сельских районов;
2. кольцевая сеть, которая опирается на две смежные опорные подстанции энергосистемы.

Проектирование конструктивной части ВЛ состоит в выборе типовых опор. При этом определяют:

- механические нагрузки на провода и грозозащитные тросы, а также их допустимые механические напряжения;
- габаритные размеры пролетов;

- стрелы провеса проводов в пролете при различных климатических условиях работы линии;
- расстановку опор по трассе линии;
- расстановку опор и сечение проводов в пролетах пересечения линии с естественными преградами и техническими сооружениями.

Длина пролета ВЛ на местности – горизонтальное расстояние между центрами двух смежных опор (рис. 1).

Стрела провеса провода (рис. 2) – вертикальное расстояние между низшей точкой провода и горизонтальной линией, следующей точки подвеса проводов.

Габарит линии – это наименьшее допустимое расстояние от проводов воздушной линии до поверхности земли или воды (рис. 2).

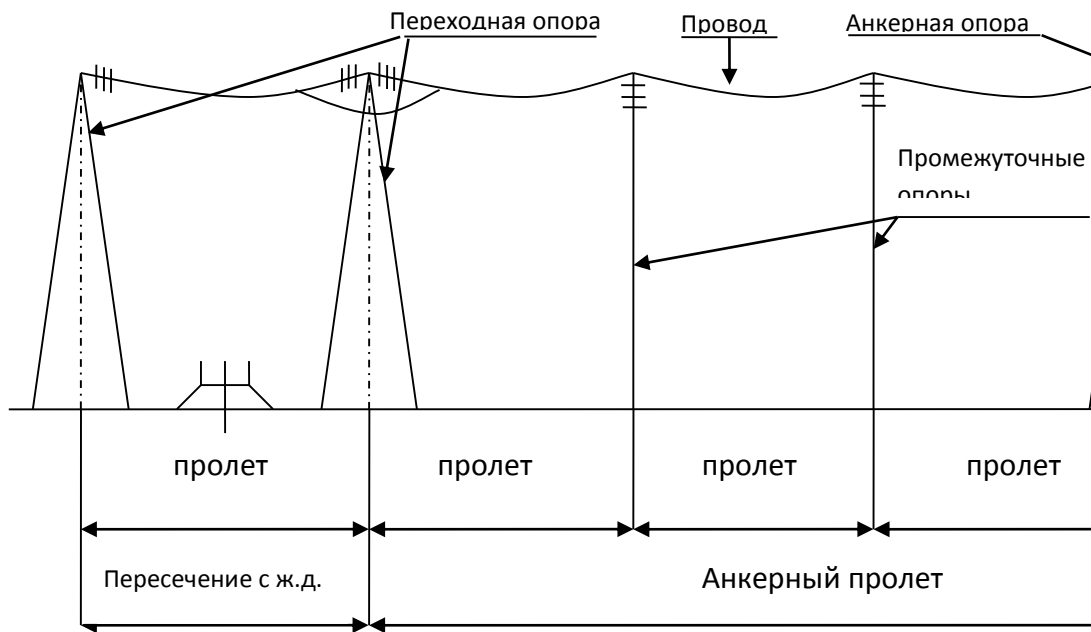


Рис 1. Схема анкерного пролета ВЛ и пролета пересечения с железной дорогой.

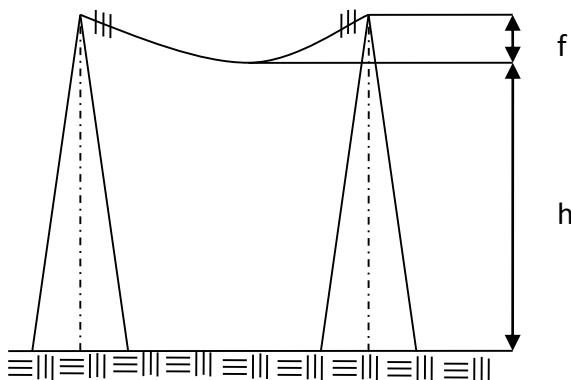


Рис 2. Основные размеры линии: f – стрела провеса провода; h – габарит линии.

2. Основными конструктивными элементами ВЛ являются провода, трассы, опоры, изоляторы и линейная арматура.

2.1. Провода – служат для передачи электрической энергии.

Основные требования, предъявляемые к материалу проводов ВЛ – малое электрическое сопротивление, то есть высокая проводимость. Особое значение она имеет при передаче больших электрических мощностей. Кроме того, материал для изготовления проводов должен обладать достаточной механической прочностью, быть устойчивым к действию влаги и химическим веществам.

На ВЛ применяются неизолированные провода. Наиболее распространенные алюминиевые, сталеалюминевые, а также из сплавов алюминия провода.

Медные провода в настоящее время на ВЛ не используются без специально технико-экономических обоснований.

Стальные провода на ВЛ обычно не рекомендуются.

Грозозащитные тросы, как правило выполняются из стали, а те которые используются для ВЧсвязи – сталеалюминевые.

Конструкции и общий вид неизолированных проводов (рис 3).

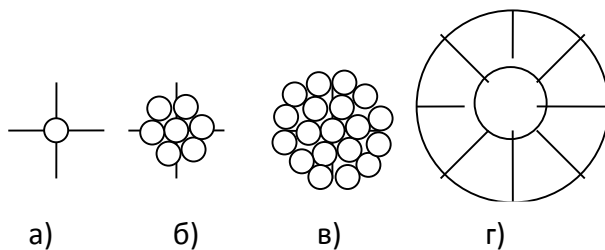


Рис 3. Конструкции проводов; а) однопроволочный; б) многопроволочный из одного металла; в) многопроволочный из двух металлов; г) полый.

- однопроволочный состоит из одной круглой проволоки – дешевле, менее гибкий имеет меньшую механическую прочность;

- многопроволочный из одно металла – состоит из нескольких свитых между собой проволок, более гибкие, прочнее;

- многопроволочные из двух металлов – сталеалюминевые провода, сердечник провода выполняется из стали, верхний слой из алюминия;

- полые провода – изготавливаются из плоских проволок, соединенных друг с другом в паз, что обеспечивает конструктивную прочность провода, у них

больше по сравнению со сплошными диаметр, благодаря чему повышается напряжение появления коронирующего разряда на проводах и значительно снижаются потери на корону. Полые провода применяются на ВЛ редко, они в основном используются для ошиновки ОРУ подстанции 330кВ и выше.

Алюминий – наиболее распространенный в природе металл. Его удельная проводимость составляет 65,5% проводимости меди. Большая проводимость, легкость и распространенность в природе алюминия привели к эффективному использованию его в качестве токопроводящего металла для проводов и кабелей.

Основной недостаток алюминия – относительно малая механическая прочность.

Алюминиевые однопроволочные провода вообще не выпускаются из-за их низкой прочности. Многопроволочные алюминиевые провода обычно применяют только в распределительных сетях напряжением до 35 кВ, а в сетях с более высоким напряжением используются сталеалюминевые провода.

В соответствии с ГОСТом 839-80 выпускаются алюминиевые провода:

- А – провод, состоящий из алюминиевых проволок одного диаметра от 7 до 61 числа проволок, скрученных концентрическими повивами;

- АКП – провод марки А, но межпроволочное пространство всего провода, за исключением наружной поверхности, заполнено нейтральной смазкой повышенной термостойкостью противодействующей появлению коррозии;

Провода из сплавов алюминия:

- АН – провод неизолированный из проволок алюминиевого сплава марки А - В - Е, не термообработанный;

- АЖ – тоже, но термообработанный, имеет большую механическую прочность и примерно такую же проводимость, как и провод марки А.

Сталеалюминевые провода наиболее широко применяются на ВЛ. Проводимость стального сердечника не учитывается, а за электрическое сопротивление принимается только сопротивление алюминиевой части.

В соответствии с ГОСТ 839-80 выпускаются сталеалюминевые провода:

- АС – провод, состоящий из сердечника из стальных оцинкованных проволок и наружного повива или повивав из алюминиевых проволок. Провод АС предназначен для ВЛ при прокладке их на суше, кроме районов с загрязненным вредными химическими соединениями воздуха.

Коррозионно-стойкие провода:

- АСКС – провод марки АС, но межпроволочное пространство стального сердечника, включая его наружную поверхность заполнено нейтральной смазкой повышенной термостойкости.

- АСКП – провод марки АС, но межпроволочное пространство всего провода, за исключением наружной поверхности, заполнено нейтральной смазкой повышенной термостойкости.

- АСК – провод марки АС, но стальной сердечник изолирован двумя лентами из полиэтилентерефталовой пленки. Многопроволочный стальной сердечник под полиэтилентерефталовыми лентами, должен быть покрыт нейтральной смазкой повышенной термостойкости.

В обозначении марки провода вводится номинальные сечения алюминиевой части провода и сечение стального сердечника (пример АС 120/19 или АСКС 150/34).

Минимальные допустимые сечения алюминиевых проводов на ВЛ 0,38кВ по условиям механической прочности должны быть (НТСП - 88):

- в районах с нормальной толщиной стенки гололеда $v=5$ мм – $S=25\text{мм}^2$, $v=10$ мм и более – $S=35\text{мм}^2$;

Сталеалюминиевого провода на ВЛ 10 кВ:

- в районах с нормальной толщиной стенки гололеда $v = \text{до } 10$ мм – $S=35\text{мм}^2$, $v = \text{более } 10$ мм – $S=50\text{мм}^2$, алюминиевых 70 мм²;

Нагрузка по току на неизолированные провода допускается исходя из их нагрева. При прохождении электрического тока по проводу выделяется теплота, определяемая по закону Джоуля-Ленца:

$$Q = I^2 \cdot R \cdot \tau$$

где: I – ток, А;

R – активное сопротивление провода, Ом;

τ – время протекания тока, с.

При этом провод нагревается до температуры, при которой количество теплоты, получаемое им, становится равным количеству теплоты, отдаваемому его поверхностью окружающей среде. Для данного провода при заданном токе превышение температуры над температурой среды – величина постоянная.

Температура провода ВЛ не должна превышать установленного значения, что достигается выбором его сечения. Для неизолированных проводов ВЛ максимальная температура допускается не выше 70 °С.

2.2. Опоры ВЛ поддерживают провода на необходимом расстоянии от поверхности земли, проводов других линий, крыш зданий и т.п.

По назначению опоры разделяют на промежуточные, анкерные, концевые, угловые и специальные (переходные).

Промежуточные опоры служат только для поддержания проводов. Они не рассчитаны на одностороннее тяжение. Промежуточные опоры устанавливают на прямых участках линии и рассчитывают в основном на вертикальные нагрузки от массы проводов, изоляторов, арматуры, поэтому они имеют достаточно простую и легкую конструкцию. Промежуточные опоры дешевле и проще в изготовлении. Промежуточные опоры по длине трассы ВЛ составляют не менее 80 % общего числа опор ВЛ.

Анкерные опоры устанавливают на пересечении ответственных инженерных сооружений (железная дорога, шоссе), естественных преград (реки, овраги), а также в опорных точках монтажа (анкерных участках). В отличие от промежуточных опор они должны воспринимать продольную нагрузку от тяжения проводов в одну сторону.

Анкерные опоры значительно сложнее и дороже промежуточных и поэтому число их на каждой линии должно быть минимальным.

Угловые опоры устанавливают в местах изменения направления ВЛ. Угловые опоры могут быть анкерного и промежуточного типа.

Концевые опоры, являются разновидностью анкерных, устанавливаемых в конце и начале линии (вблизи подстанции). Для них одностороннее тяжение проводов со стороны портала ПС – неизменна.

Специальные опоры устанавливают при переходах через реки, железные дороги, магистральны шоссеиные дороги и др. Они обычно выше нормальных опор и их выполняют по особым проектам. К специальным опорам относятся транспозиционные и ответвительные опоры.

Материал опор. Опоры бывают – деревянные, железобетонные и металлические.

Деревянные опоры применяют на линиях 0,38 – 10 кВ, реже 35 кВ.

Деревянные опоры наиболее распространены, так как они прочны, недороги, обладают хорошей природной изоляцией. Их изготавливают из сосны и лиственницы, реже из пихты и ели. Основным недостатком опор – их недолговечность.

Срок службы опор из непропитанной древесины в среднем составляет:

- из сосны – 4...5 лет;
- лиственницы – 10...15 лет;
- ели – 3...4 года

Срок службы пропитанных опор увеличивается до 25 – 30 лет.

Для антисептирования древесины опор применяют различные способы.

Лучший способ пропитка каменноугольным маслом. Хорошие результаты дает пропитка антрацитовым маслом с флегмой.

Сосновую и еловую древесину пропитывают водорастворимыми антисептиками.

В качестве маслянистых антисептиков применяют обычно чистое креозотовое масло и в смеси с мазутом.

Влажность древесины должна быть не более 25 %. Чтобы получать древесину требуемой влажности, ее сушат различными способами:

- на воздухе в течении 40 – 50 дней (атмосферная сушка);
- в петролатуме (высокотемпературная сушка);
- токами высокой частоты.

Надежными являются опоры из клееной древесины, которые изготавливают из сосновых досок, пропитанных масляным антисептиком и склеенных клеем КБ – 3 или ФР – 12.

Для деревянных опор часто используют железобетонные приставки, соединяемые основной частью опор металлическими бандажами.

Железобетонные опоры обладают высокой механической прочностью, долговечны. При их изготовлении снижается расход металла и эксплуатационные расходы, а также затраты труда на сборку.

При изготовлении железобетонных опор для обеспечения необходимой плотности бетона применяют виброуплотнения (вибрированные опоры) и центрифугирование (центрифугированные опоры).

Недостатками железобетонных опор является большая масса, что увеличивает транспортные расходы и требует при сборке и монтаже использовать краны большой грузоподъемности.

Металлические опоры изготовляемые из стали и алюминиевых сплавов, имеют преимущество по сравнению с деревянными и железобетонными – позволяют создавать конструкции, рассчитанные на большие нагрузки и любые климатические условия.

Устанавливают металлические опоры на железобетонные фундаменты. Недостатком стальных опор является то, что они подвержены коррозии, для предупреждения которой необходима горячая оцинковка при изготовлении или периодическая окраска при эксплуатации. Опоры из алюминиевых сплавов меньше чем стальные подвержены влиянию внешней среды, однако из-за высокой стоимости их применяют редко.

2.3. Изоляторы. Линейные изоляторы ВЛ предназначены для изолирования приводов от опор и других несущих конструкций, а также для крепления проводов и тросов к опорам. В большинстве случаев они выдерживают значительные механические нагрузки.

Материал изоляторов должен выдерживать воздействие переменных температур, осадков, солнца и т.д.

Таким материалом является, главным образом, фарфор и стекло.

В зависимости от способа крепления изоляторы делятся на штыревые и подвесные.

Штыревые изоляторы крепят на крюках и штырях и применяют на ВЛ напряжением до 35 кВ.

При маркировке штыревых изоляторов буквы обозначают конструкцию и назначение изоляторов, а цифры – рабочее напряжение.

Для ВЛ 0,38 кВ применяют штыревые изоляторы ТФ, ШЛ, ШЛН и ТСБ, для ВЛ 6 – 10 кВ изоляторы ШС, ШСС, ШЖБ (ШФ) и ШД (двухэлементные).

Подвесные изоляторы тарельчатого типа наиболее распространены на ВЛ напряжением 35 кВ и выше.

В маркировку подвесных изоляторов входят две буквы (П – подвесной, Ф – фарфоровый или С – стеклянный), цифра – класс изолятора; буквы А, Б, В – исполнение изолятора.

Подвесные изоляторы собираются в гирлянды, которые бывают поддерживающими и натяжными. Первые монтируют на промежуточных опорах, вторые на анкерных.

Число изоляторов в гирлянде зависит от напряжения линии.

Так, в поддерживающей гирлянде на ВЛ с железобетонными и металлическими опорами должна быть:

На ВЛ 35 кВ – 3-4;

На ВЛ 110 кВ – 6-8;

На ВЛ 220 кВ – 10-14.

Линейная арматура, применяемая для крепления проводов к изоляторам и изоляторов к опорам, делится на следующие основные виды:

- зажимы, применяемые для закрепления проводов в гирляндах подвесных изоляторов;
- сцепную арматуру для подвески гирлянд на опорах и соединение многоцепных гирлянд друг с другом;
- соединители для соединения проводов и тросов в полете.

К проводам ВЛ вблизи от зажимов (от опор) подвешиваются гасители вибрации, применение которых уменьшает вибрацию проводов и позволяет предотвратить излом проволок провода.

На проводах ВЛ 330 – 1150 кВ применяются изолированные распорки для фиксации проводов расщепленной фазы. Эти распорки обеспечивают требуемое расстояние между отдельными проводами фазы и предохраняют их от схлестывания, соударения и закручивания.

- на ВЛ 330 кВ – два провода;
- на ВЛ 550 кВ – три провода;
- на ВЛ 750 кВ – четыре или пять проводов;
- на ВЛ 1150 кВ – восемь проводов.

В настоящее время широкое применение получили полимерные изоляторы из стеклопластиковых стержней с кремнеорганическим защитным покрытием. Масса их в 5-20 раз меньше с увеличением полезной высоты подвески проводов на 10-13 %.

Срок службы изоляторов 25-30 лет.

3. Кабельные линии электрических сетей прокладывают непосредственно в земле или реже в блоках или туннелях.

Кабельные линии напряжением 10 кВ рекомендуется применять:

- для питания потребителей первой категории (одна из линий основного или резервного питания);
- в районах с тяжелыми климатическими условиями (четвертый и пятый район по гололеду и ветру).

Наиболее распространенным способом прокладки кабельных линий в сельской местности является прокладка в земле. Кабель укладывают в траншеях глубиной 700 мм в один горизонтальный ряд, на постель в виде слоя песка или просеянной земли

Достоинства кабельных подземных сетей:

- возможность устройства линии там, где из-за недостатка или неудобства места для трассы или по эстетическим соображениям ВЛ не может быть проложена;
- большая надежность работы;
- отсутствие внешних воздействий (гололед, ветер, удар молнии, атмосферные перенапряжения и т. д.);
- скрытность трассы и недоступность самого кабеля для посторонних лиц;
- отсутствие опасности высокого напряжения при прохождении в населенной местности.

Недостатками кабельных сетей являются:

- значительно большая стоимость кабельной линии по сравнению с ВЛ;
- большой срок сооружения кабельной линии по сравнению с воздушной;
- потребность в более квалифицированном персонале для прокладки кабеля и монтажа муфт;
- трудность нахождения и исправления повреждений.

Лекция 5

Тема Расчет электрических сетей

- Вопросы:
1. Основные положения методики технико-экономических расчетов.
 2. Потери энергии в электрических сетях.
 3. Экономическая плотность тока и экономический интервал нагрузки.

4. Выбор сечения проводов по экономической плотности тока.
5. Выбор сечения проводов по экономическим интервалам.

1. Строительство энергетических объектов производится по государственным планам в соответствии с распределением средств между отраслями народного хозяйства.

В условиях высоких темпов электрификации и возрастающих требований к качеству электроснабжения эффективность использования народно-хозяйственных средств в электроэнергетике приобретает все большее значение.

Это обязывает при решении задачи создание рациональных систем электроснабжения выполнять технико-экономические расчеты, позволяющие из двух – трех рассматриваемых вариантов выбрать вариант с наименьшими народно-хозяйственными затратами.

Оптимальная система электроснабжения – это система электроснабжения, дающая минимум приведенных затрат и обеспечивающая необходимую надежность питания потребителей.

При проектировании систем энергоснабжения на основании технико-экономических расчетов, решаются следующие задачи:

- обоснование номинального напряжения сети;
- выбор схемы и конфигурации сети;
- выбор средств компенсации реактивной мощности и их размещения;
- расчет токов КЗ и выбор средств ограничения токов КЗ;
- выбор сечений проводов;
- выбор числа и мощности трансформаторов.

Экономическая оценка рассматриваемого варианта заключается в определении капитальных вложений (К) и ежегодных эксплуатационных издержек (И). Обе эти величины определяются лишь для элементов системы электроснабжения.

Сопоставление вариантов производится на основе определения экономической эффективности капитальных вложений, критерием которой являются минимальные приведенные годовые затраты (З).

Сущность метода состоит в том, что для каждого сравниваемого варианта определяются приведенные к одному году затраты введением нормативного коэффициента эффективности капитальных вложений.

$$E_n = 0,12$$

Для оценки экономической эффективности различных вариантов принимают расчетные приведенные затраты.

$$З = E_n \cdot K + И$$

где К и И – соответственно капитальные вложения и ежегодные издержки, т. руб.

Из числа 2 – 3 – х рассматриваемых вариантов наиболее экономичным считается вариант с наименьшими приведенными затратами.

Капитальные вложения (К) – это основные фонды (первоначальные затраты) на строительство новых электроэнергетических объектов, расширение и реконструкцию действующих, приобретение электрооборудования, затраты на его монтаж.

Ежегодные эксплуатационные расходы (И) разделяются на:

- затраты на потерю электроэнергии (И₁);
- амортизацию сети (И₂);

- текущий ремонт и содержание обслуживающего персонала (I_3).

$$I = I_1 + I_2 + I_3$$

Стоимость потерь электроэнергии в сети

$$I_1 = C_0 \cdot \Delta A$$

где ΔA - годовые потери электроэнергии в сети, кВт ч;

C_0 – стоимость 1 кВт ч эл. энергии, руб/кВт ч.

Ежегодные расходы на амортизацию

$$I_2 = \frac{\alpha_2 \cdot K}{100}$$

где α_2 - отчисления на амортизацию, %.

Отчисления на амортизацию в процентах от первоначальной стоимости (K) должны быть таковы, чтобы к концу срока службы электрооборудования была полностью восстановлена его первоначальная стоимость.

Отчисления на амортизацию составляют

$$\alpha_2 = \frac{K}{T} \cdot \frac{100}{K} = \frac{100}{T}$$

где T – срок службы электроустановки.

Расходы на содержание обслуживающего персонала и текущий ремонт чаще всего одинаковы в сравниваемых вариантах, поэтому их можно не учитывать при проведении технико-экономических расчетов.

$$I = I_1 + I_2$$

Если рассматриваемые варианты окажутся экономически одинаковыми, то следует отдать предпочтение варианту с лучшими качественными техническими показателями, то есть:

1 – у принятого варианта должно быть более высокое номинальное напряжение сети;

2 – меньшее число ступеней трансформации с меньшими потерями энергии и напряжения;

3 – меньшее количество оборудования, кабелей и материалов и большая простота и наглядность схемы;

4 – большая готовность к росту нагрузок без существенной реконструкции действующих сетей;

5 – более высокое качество электроэнергии.

Снижение затрат на сооружение электрических сетей в значительной степени зависит от выбора экономически целесообразного сечения, определяемого экономической плотностью тока $J_{\text{эк}}$, А/мм².

ПУЭ регламентируется значение $J_{\text{эк}}$, принятое на основе технико-экономических расчетов с учетом стоимости потерь электроэнергии и строительной части линии, экономии цветных металлов и других факторов.

Сущность технико-экономического расчета, по которому определено значение экономической плотности тока, поясняет рис. 1.

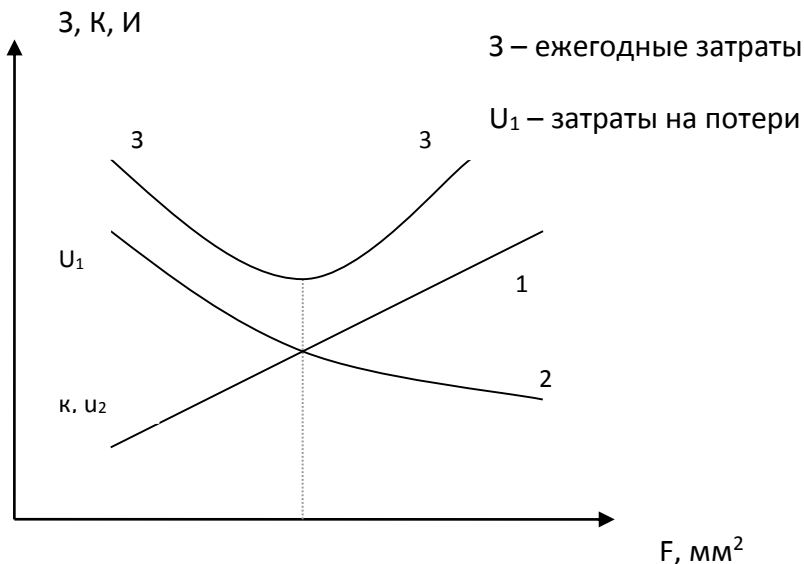


Рис 1. Зависимость приведенных затрат от сечения провода.

Прямая 1 представляет собой зависимость капитальных вложений (K) и расходов на амортизацию (I_2) от сечения проводника (F); чем больше площадь сечения, тем дороже стоит провод.

С другой стороны, чем больше площадь сечения (F), тем меньше потери электроэнергии в линии. Поэтому кривая 2, представляющая собой затраты на потери электроэнергии, имеет обратно зависимую от сечения характеристику (I_1).

Таким образом, расчетные приведенные затраты (3) на передачу электроэнергии без учета расходов на зарплату выражается U – образной кривой, являющейся суммой кривой 2 и прямой 1, то есть стоимости потерь и расходов на амортизацию.

Кривая ежегодных затрат (3) имеет явно выраженный минимум при некоторой оптимальной площади сечения провода $F_{\text{эк}}$, называемой экономическим сечением.

Если провода линии имеют экономическое сечение, то расчетные приведенные затраты на передачу электроэнергии наименьшие и следовательно линия спроектирована наиболее правильно.

При заданной экономической плотности тока $J_{\text{эк}}$, рекомендуемой ПУЭ для проводов из различных металлов при различном числе часов использования максимальной активной нагрузки (табл. 1).

Экономическое сечение $F_{\text{эк}}$ определяется

$$F_{\text{эк}} = \frac{I}{J_{\text{эк}}}$$

где I - расчетный ток, А;

$J_{\text{эк}}$ - нормативное значение экономической плотности тока, А/мм².

Таблица 1

Экономическая плотность тока для проводов из различных металлов

Проводники	Экономическая плотность тока (А/мм ²) при продолжительном максимуме, ч		
Неизолированные провода и шины: Медные алюминиевые	2,5	2,1	1,8
	1,3	1,1	1,0
Кабели с бумажной и провода с резиновой и	3,0	2,5	2,0

поливинилхлоридной изоляцией с жилами: Медными Алюминиевыми	1,6	1,4	1,2
Кабели с резиновой и пластмассовой изоляцией: Медные Алюминиевые	3,5 1,9	3,1 1,7	2,7 1,6

Таблица 1 составлена с учетом, что вся нагрузка линии сосредоточена на ее конце.

Если линия имеет несколько нагрузок (рис. 2), то определить сечение проводов по экономической плотности тока можно, приняв сечение по участкам линии различными либо одинаковыми.

Сечение проводов каждого участка находят по формуле для данной экономической плотности тока $J_{эк}$.

$$F_1 = \frac{I_1}{J_{эк}}; \quad F_2 = \frac{I_2}{J_{эк}};$$

$$F_3 = \frac{I_3}{J_{эк}}.$$

Потеря мощности в линии с одной нагрузкой.

$$\Delta P = 3 \cdot I^2 \cdot r = \frac{3 \cdot I^2 \cdot l}{\gamma \cdot F};$$

где I - ток в линии, А;

l - длина линии, м;

F – сечение провода, мм²;

γ – удельная проводимость, м/Ом мм²

Для магистрали с несколькими нагрузками при постоянном сечении потери мощности

$$\Delta P = 3 \cdot \left(\frac{I_1^2 \cdot l_1}{\gamma \cdot F} + \frac{I_2^2 \cdot l_2}{\gamma \cdot F} + \frac{I_3^2 \cdot l_3}{\gamma \cdot F} \right) = \frac{3 \cdot \sum I^2 \cdot l}{\gamma \cdot F} = \frac{3 \cdot I_{\text{экв}}^2 \cdot \sum l}{\gamma \cdot F}$$

Следовательно, для определения постоянного сечения при нескольких нагрузках, необходимо определить эквивалентный ток.

$$I_{\text{экв}} = \sqrt{\frac{\sum I^2 \cdot l}{l_1 + l_2 + l_3}}$$

Тогда экономическое сечение

$$F_{\text{эк}} = \frac{I_{\text{эк}}}{J_{\text{эк}}}$$

По экономической плотности тока выбирают сечение кабельных линий при $U_{\text{ном}} > 1$ кВ и ВЛ 6-20 кВ.

Сечение проводов и кабелей, выбранное по экономической плотности тока, проверяют по нагреву, по допустимой потере напряжения, по механической прочности.

Если сечение проводника, выбранное по $J_{\text{эк}}$ получается меньше сечения, требуемого по другим условиям, то надо выбирать наибольшее сечение, определяемое этими условиями.

Выбору по экономической плотности тока не подлежат:

- сети промышленных предприятий с напряжением до 1 кВ, при времени до 4000 – 5000 ч. наибольшей нагрузки;
- осветительные сети жилых и общественных зданий;
- сети временных сооружений;
- сети со сроком службы 3-5 лет.

В настоящее время не выбираются сечения проводов по экономической плотности ВЛ 35 кВ и выше.

В практике проектирования применяют выбор сечения проводов для ВЛ 10 кВ по экономическим интервалам тока или мощности.

При пользовании таблицы экономической плотности тока необходимо руководствоваться следующим:

- при максимуме нагрузке в ночное время экономическая плотность тока увеличивается на 40 %;

- для изолированных проводов сечением 16 мм² и менее экономическая плотность тока увеличивается на 40 %;

- для линий одинакового сечения с производственными ответвляющимися нагрузками экономическая плотность тока в начале линии может быть увеличена в K_y раз, которое равно.

$$K_y = \sqrt{\frac{I_1^2 \cdot L}{I_1^2 \cdot l_1 + I_2^2 \cdot l_2 + \dots + I_n^2 \cdot l_n}}$$

где: I_1, I_2, I_n – нагрузки отдельных участков линии;

l_1, l_2, l_n – длины участков линии;

L – полная длина линии.

- при выборе сечения проводников для питания (n) однотипных взаиморезервируемых электроприемников, из которых (t) одновременно находятся в работе, экономическая плотность тока может быть увеличена в K_n раз.

$$K_n = \sqrt{\frac{n}{t}}$$

Сечение проводов ВЛ-35 кВ в сельской местности, питающих понижающие подстанции 35/6-10 кВ с трансформаторами с регулированием напряжения под

нагрузкой, должно выбираться по экономической плотности тока.

Для линий электропередачи 6-20 кВ приведенные в таблице 1 значения плотности тока допускается применять лишь тогда, когда они не вызывают отклонения напряжения у приемников электроэнергии сверхдопустимых пределов с учетом применяемых средств регулирования напряжения и компенсации реактивной мощности.

Лекция 6

Тема Короткие замыкания в электрических установках.

- Вопросы:
1. Общие сведения.
 2. Виды коротких замыканий и причины их возникновения.
 3. Действие токов короткого замыкания на электрооборудование:
 - 3.1 Термическое действие тока короткого замыкания.
 - 3.2 Электродинамическое действие тока короткого замыкания.
 4. Ограничение токов короткого замыкания.

1. Коротким замыканием (К. З.) называют всякое случайное или преднамеренное, не предусмотренное нормальным режимом работы электрическое соединение различных точек электроустановки между собой или с заземленными поверхностями непосредственно или через токопроводящий материал, при котором токи в аппаратах и проводниках, примыкающих к месту соединения (иначе – точке К. З.), резко возрастают, превышая, как правило, расчетные значения нормального режима.

Короткие замыкания, как правило, сопровождаются увеличением токов в поврежденных фазах до значений, превосходящих в несколько раз номинальные значения.

2. Короткие замыкания возникают при нарушении изоляции электрической цепи. Причины таких нарушений различны:

- старение и вследствие этого пробой изоляции;
- наброс на провода линии электропередачи;
- обрывы проводов с падением на землю;
- механические повреждения изоляции кабельных линий при земляных работах;
- удары молнии в линии электропередачи;
- обрывы проводов при гололеде, ураганном ветре;
- палатки опор при штормовых ветрах, наводнениях, селях и т. д.

Чаще всего КЗ происходят через переходное сопротивление, например через сопротивление электрической дуги, возникающей в месте повреждения изоляции. Иногда возникают металлические КЗ без переходного сопротивления.

В трехфазных электроустановках возникают трех- и двухфазные КЗ. Кроме того, в трехфазных сетях с глухо- и эффективно-заземленными нейтралями дополнительно могут возникнуть также одно – и двухфазные КЗ на землю (замыкание двух фаз между собой с одновременным соединением их с землей).

При трехфазном КЗ все фазы электрической сети оказываются в одинаковых условиях, поэтому его называют симметричным.

При других видах КЗ фазы сети находятся в разных условиях, в связи с чем векторные диаграммы токов и напряжений искажены. Такие КЗ называют нессимметричными.

Вероятность возникновения того или иного вида КЗ характеризуется следующими данными в зависимости от уровней напряжения электроустановки, конструкций линии электропередачи, климатических и других факторов:

- трехфазные КЗ - 1-7%
- двухфазные КЗ - 2-13%
- двухфазные КЗ - 5-20%
на землю
- однофазные КЗ - 60-92%

/меньшая цифра ВЛ-110 кВ и выше. Большая – ВЛ 10-35 кВ %

Простейшее для рассмотрения симметричная трехфазная КЗ, так как при ней сопротивление всех трех фаз до точки КЗ одинакова.

При трехфазном КЗ в цепи с активным сопротивлением R_k и индуктивным X_k происходит переходной процесс изменения токов и напряжений и рассматривается как сумма двух составляющих свободной и вынужденной.

Свободная составляющая тока КЗ изменяется без перемены знака и называется – апериодической составляющей тока КЗ.

Вынужденная составляющая тока КЗ имеет периодический характер изменения с частотой, равной частоте напряжения источника, называемая периодической составляющей тока КЗ.

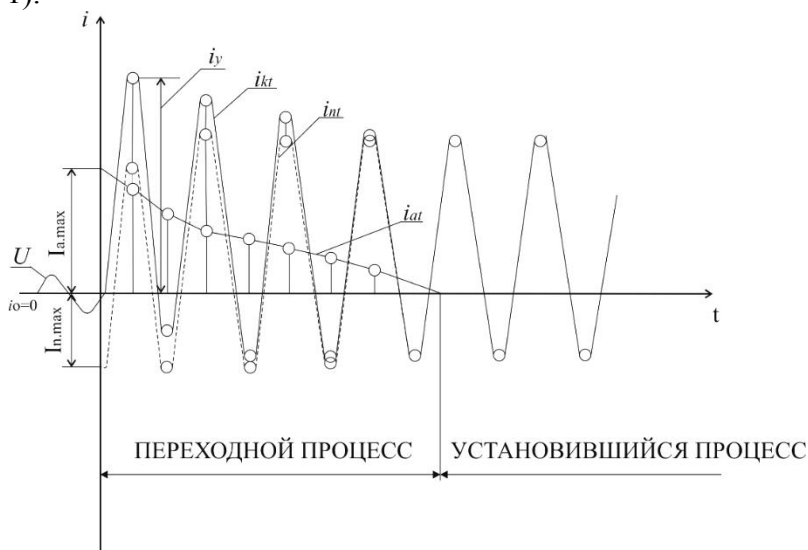
Составляющая полного тока КЗ:

- апериодическая тока КЗ – i_{at} ;
- периодическая тока КЗ – i_{nt} (рис. 1).

Рис. 1. Изменение тока КЗ в цепи, питаемой от шин неизменного напряжения.

Апериодическая составляющая в начальный момент КЗ имеет значение $i_{a.o.}$. Наличие активного сопротивления

короткозамкнутой цепи обуславливает затухание свободных токов по экспоненциальному закону со скоростью, определяемой постоянной времени апериодической составляющей, которая зависит от соотношения активного и индуктивного сопротивлений цепи. Наибольшее значение $i_{a.o}$ наблюдается в том случае, когда КЗ произошло в ненагруженной цепи в момент перехода синусоидальной кривой напряжения через нуль (рис. 1).



Периодическая составляющая тока КЗ i_{nt} изменяется по синусоидальной кривой с рабочей частотой (50 Гц). Если КЗ произошло в удаленной точке или мощность источника велика по сравнению с мощностью ответвления, на котором произошла авария, поэтому величина периодической составляющей тока КЗ (действующее значение тока I_n) остается неизменной в течении всего процесса КЗ, то есть амплитуда периодической составляющей i_{nt} и ее действующее значение не изменяются.

На рис. 1 приведены кривые изменения тока КЗ системы неограниченной мощности ($S_c = \infty$). Здесь и далее при рассмотрении явлений, вызванных коротким замыканием, приняты следующие обозначения токов:

- $i_{н. о.}$ – мгновенное значение тока нагрузки в момент КЗ;

- i_y – мгновенное значение ударного тока КЗ через полпериода (0,01 с) после возникновения КЗ.

- $I_{п. \max}$, i_n – соответственно максимальное и мгновенное значение периодической составляющей тока КЗ;

- $I_{a. \max}$, $i_{a,a}$ – соответственно максимальное и мгновенное значение аperiodической составляющей тока КЗ.

- I_∞ - действующее значение установившегося тока КЗ.

Действующее значение полного тока КЗ для произвольного момента времени t определяется соответствующими составляющими периодической i_{nt} и аperiodической i_{at} .

Основные соотношения между величинами токов КЗ.

Связь между величиной ударного тока i_y и начальным действующим значением периодической составляющей тока КЗ устанавливается из следующих соотношений:

1) Аperiodическая составляющая затухает по экспоненциальному закону, определяемому уравнением

$$i_a = I_{a \max} e^{-t/T_a}$$

Где $I_{a\max}$ - амплитудное (максимальное) значение апериодической составляющей – T_a – постоянная времени затухания апериодической составляющей.

2. Ударный ток, соответствующий времени 0,01 с, т. е. через полпериода после возникновения КЗ.

$$i_y = i_a + I_{n.\max}$$

где $I_{a\max} = \sqrt{2}I_{n.a.}$ - максимальное значение периодической составляющей.

или
$$i_y = I_{a\max} e^{-t/T_a} + I_{n.\max}$$

В момент $t=0$ $I_{n.\max} = I_{a.\max}$, тогда

$$\begin{aligned} i_y &= I_{n.\max} \cdot I_{n.\max} e^{-t/T_a} = I_{n.\max} (1 + e^{-t/T_a}) = \\ &= \sqrt{2}I_{n.a.} (1 + e^{-t/T_a}) \end{aligned}$$

Обозначая величину

$$1 + e^{-t/T_a} = K_y$$

где K_y – ударный коэффициент. Получим

$$i_y = k_y \sqrt{2} I_{n.o.}$$

Следовательно, ударным коэффициентом K_y учитывается (через постоянную времени затухания T_a) соотношение между активным и индуктивным сопротивлениями цепи КЗ, т. е. расстоянием места КЗ от генератора.

3. При протекании тока КЗ температура проводника повышается. Длительность процесса КЗ обычно мала (в пределах нескольких секунд), поэтому тепло, выделяющееся в проводнике, не успевает передаться в окружающую среду и, практически, целиком идет на нагрев проводников.

В тоже время при протекании токов КЗ по проводникам испытывают электродинамическое взаимодействие, сопровождающиеся значительными механическими напряжениями.

3.1 Токи КЗ вызывают токоведущих частей, значительно превышающих нормальный (Закон Джоуля - Ленца).

Чрезмерное повышение температуры может привести к выжиганию изоляции, разрушению контактов и даже их расплавлению, несмотря на кратковременность процесса КЗ.

При КЗ тепловой импульс тока КЗ квадратичен току КЗ, т. е.

$$\beta_k = \int_0^{t_{omkl}} I_{kt}^2 dt$$

$$A^2 \text{ с},$$

где β_k - интеграл Джоуля,

$$\text{т. е. } \beta_k = I_{n.0}^2 \cdot t_{откл}$$

где $I_{n.a.}$ – периодическая составляющая потока КЗ, КА

$t_{отк} = t_3 + t_b$, время отключения КЗ,

t_3 – время действия защиты, с;

t_b – время отключения выключателя, с.

При выборе электрических аппаратов обычно не требуется определять температуру частей, поскольку завод – изготовитель по данным специальных испытаний и расчетов гарантирует время и среднеквадратичный ток термической стойкости. Другими словами, в каталогах приводится значение гарантированного импульса среднеквадратичного тока КЗ, который выдерживает аппарат без повреждений, препятствующих дальнейшей нормальной работе, т. е.

$$\beta_k \leq I_{тер}^2 \cdot t_{тер}$$

где β_k - расчетный импульс квадратичного тока КЗ;

$I_{тер}$ и $t_{тер}$ – соответственно среднеквадратичный ток термической стойкости и время его протекания (номинальные значения, данные из каталога).

3.2 При коротком замыкании по токовыводящим частям проходит ток переходного режима, вызывая сложные усилия в шинных конструкциях и аппаратах электрических установок. Эти усилия изменяются во времени по значению, направлению и имеют колебательный характер.

Из курса «ТОЭ» известно, что при одинаковом направлении тока проводники притягиваются, а если токи направлены в противоположные стороны, то они отталкиваются.

Сила взаимодействия токов определяется по формуле, вытекающей из закона Био - Савара, пользуясь им, можем определить максимальные усилия на шинную конструкцию

$$F = \sqrt{3} \frac{l}{a} \cdot i_y^2 \cdot 10^{-7}$$

где l – расстояние между изоляторами шинной конструкции (пролет), м.

a – расстояние между фазами, м.

i_y – ударный ток трехфазного КЗ, А.

При одинаковом направлении тока проводники притягиваются, а если токи направлены в противоположные стороны, отталкиваются (рис.2).

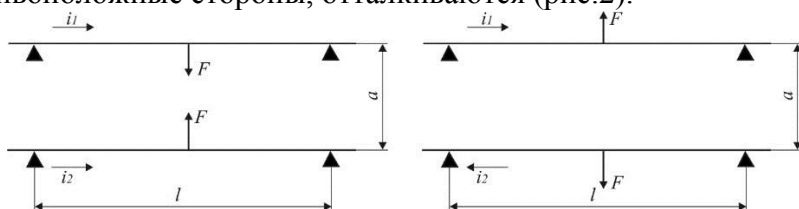


Рис. 2. Электродинамическое взаимодействие между двумя токоведущими частями при согласованном (а) и встречном (б) направлении токов.

При трехфазном КЗ в самом тяжелом положении оказывается средняя фаза.

Электродинамическая сила F создает изгибающий момент, который можно определить, если рассматривать шину как равномерно нагруженную балку.

$$M = \frac{Fl}{10}$$

Напряжение в материале шин от изгиба, МПа

$$\delta_{расг} = \frac{M}{W}$$

где W – момент сопротивления сечения, зависящий от формы и расположения шин, см³.

При горизонтальном креплении плашмя (рис. 3).

$$W = \frac{b \cdot h^2}{6}$$

При расположении шин на ребро (рис. 3)

$$W = \frac{b^2 \cdot h}{6}$$

где b и h – размеры поперечного сечения шин, см.

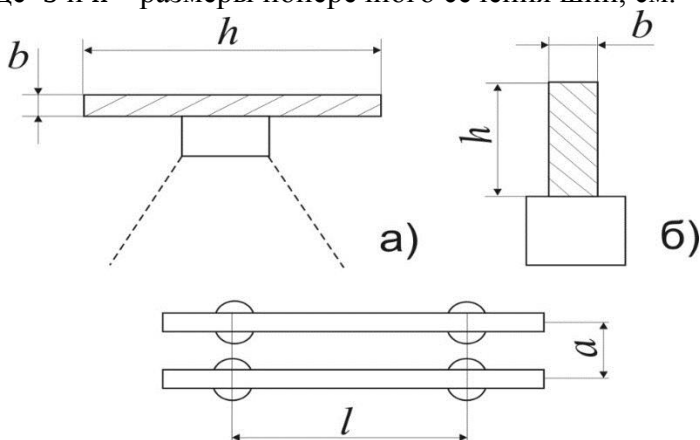


Рис. 3. Расположение шин на изоляторах плашмя (а) и на ребро (б).

Полученные значения $\delta_{расг}$ в материале шин не должно превышать допустимые значения:

- для меди марки МГТ

$$\delta_{дон} = 140 \text{ МПа}$$

- для алюминия марки АД31Т

$$\delta_{дон} = 75 \text{ МПа}$$

Электродинамическое усилие в токоведущих частях выключателей, разъединителей и других аппаратов трудно поддаются расчету, поэтому заводы-изготовители указывают предельный сквозной ток КЗ (амплитудное значение) $i_{пр. скв}$ ($i_{дин}$), который не должен быть меньше найденного в расчете ударного тока при трехфазном КЗ.

Таким образом, при проверке аппаратов на электродинамическую стойкость должно удовлетворяться условие

$$i_{пр.скв} (i_{дин}) \geq i_y^{(3)}$$

Для предотвращения механических повреждений под действием усилий, возникающих в проводниках при протекании по ним токов КЗ, все элементы токоведущих конструкций должны обладать достаточной электродинамической стойкостью.

Согласно ПУЭ на электродинамическую стойкость не проверяют аппараты и проводники, защищенные предохранителями с плавкой вставкой на ток до 60А, а также аппараты и шины цепей трансформаторов напряжения при условии их расположения в отдельной камере.

Не рассчитывают сил механического напряжения от сил электродинамического взаимодействия в гибких проводах.

В ПУЭ оговорены также и другие частные случаи, когда допустимо не проверять аппараты и проводники на электродинамическую стойкость при КЗ.

4. В настоящее время увеличение мощностей нагрузок, создание мощных энергообъединений, приводят, с одной стороны, к росту энерговооруженности и производительности труда, к повышению надежности и устойчивости электроснабжения, а с другой – к существенному повышению уровней токов КЗ.

Уровень токов КЗ, повышающийся в процессе развития современной электроэнергетики, имеет в своем росте ряд ограничений, которые необходимо учитывать.

Аппаратуру и электрические сети можно усилить в соответствии с новым уровнем токов КЗ, перевести на более высокое напряжение, однако это в ряде случаев приводит к таким экономическим и техническим трудностям, что себя не оправдывает.

В настоящее время разработан комплекс мер, который позволяет регулировать уровни токов КЗ, ограничивать их при развитии электро установок. Однако применение таких средств не является самоцелью и оправдано только после специального технико – экономического обоснования.

Наиболее распространёнными и действенными способами ограничения токов КЗ являются.

- Секционирование электрических сетей;
- Установка токоограничивающих реакторов;
- Широкое использование трансформаторов с расцеплёнными обмотками низкого напряжения.

Первый способ является эффективным средством, которое позволяет уменьшить уровни токов КЗ в радиальных электрических сетях в 1,5- 2 раза.

В распределительных электрических сетях 10 кВ широко применяется раздельная работа секций шин, питающихся от различных трансформаторов подстанций (рис. 4).

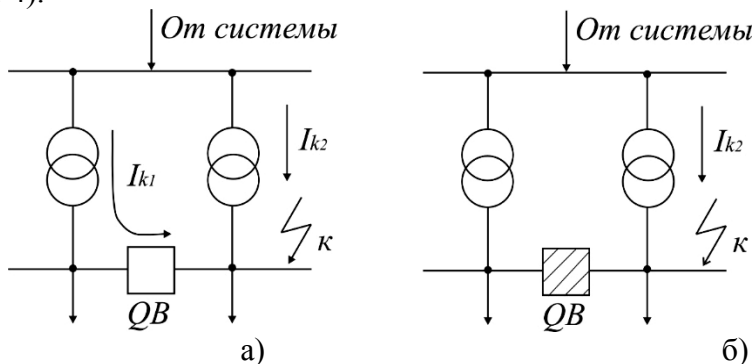


Рис 4. Совместная (а) и раздельная (б) работа трансформаторов на подстанции.

Основной причиной, определяющей такой режим работы, является требование снижения токов КЗ, хотя и в этом случае отказ от непосредственной параллельной работы трансформаторов имеет свои отрицательные последствия:

- разные уровни напряжения по секциям;
- неравномерная нагрузка трансформаторов и т. д.

К специальным техническим средствам ограничение токов КЗ в первую очередь относятся токоограничивающие реакторы.

Основная область применения реакторов – электрические сети напряжением 6-10 кВ. Иногда токоограничивающие реакторы используются в установках напряжением 35 кВ и выше.

Реактор представляет собой индуктивную катушку, не имеющую сердечника из магнитного материала. Благодаря этому он обладает постоянным индуктивным сопротивлением, не зависящим от протекающего тока.

В настоящее время наибольшее распространение получили бетонные реакторы с алюминиевой обмоткой марки РБ.

На подстанциях с мощностью понижающего трансформатора 25 МВ А и выше применяют расщепление обмотки низшего напряжения на две, что позволяет увеличить сопротивление такого трансформатора в режиме КЗ примерно в 2 раза.

Токи КЗ

КЗ – не предусмотрено нормальными условиями работы. КЗ возникают вследствие нарушения изоляции и соединения токопроводящих частей электрических установок друг с другом или с заземленными поверхностями непосредственно или через токопроводящий материал.

КЗ – одно из наиболее опасных явлений, при котором обычно резко увеличивается сила тока в электрической цепи. Вследствие этого в электрических установках возникают большие механические усилия, значительно повышается температура проводников, что может вызвать повреждения. В электрической системе при КЗ понижается напряжение у потребителей электрической энергии; при однофазном и двухфазном КЗ на землю появляется асимметрия напряжений, частично или полностью нарушающая нормальное электроснабжение.

КЗ может вызывать нарушения динамической устойчивости электрической системы и, как следствие этого, тяжелые системные аварии.

При КЗ на землю проводов ВЛ в окружающем пространстве возникает сильное электромагнитное поле,

которое близко расположено к линиям связи ЭДС, опасное для обслуживающего персонала и аппаратуры.

При КЗ наземно на поверхности земли возникают опасные для жизни разности потенциалов (шаговое напряжение).

КЗ – явления случайные и непредсказуемые. И в этом основная трудность борьбы с ними.

Как уже указывалось – причин возникновения КЗ много: повреждение изоляции проводов, удары молнии, гололед на линиях электропередач, соприкосновение дерева с проводом, ошибки персонала. Ликвидировать их полностью – чрезвычайно трудно, даже нереально. Но можно существенно сократить их число, ограничить разрушительное воздействие на энергосистему.

Для того чтобы «обуздать» КЗ, российские энергетики разработали методику координации уровней токов КЗ в энергосистемах.

Появились новые виды оборудования, различные средства ограничения токов КЗ: подвесные разъединители, ограничители перенапряжения. Созданы специальные тренажеры для обучения специалистов, вынужденных действовать в экстремальных условиях.

Особая забота – КЗ на ЛЭП из-за гололеда. Такие аварии наносят серьезный экономический ущерб, требуют немалых затрат на восстановление линии.

После того, как была разработана система плавки гололеда с помощью искусственных КЗ, в том числе и без отключения ЛЭП, число аварий по этой причине резко снизилось: с 27/1990/ до 11-15% по ЛЭП / 1995/ с 31 до 16-20% в Раскредестях.

Ежегодно проводятся в среднем 1,5 - 2,0 тыс. плавок льда на линиях общей протяженностью свыше 150 тыс. км.

А в целом использование системы повышения надежности и живучести сократило общее число отказов и аварий в ЕЭС России на 22%.

Экономический эффект – более триллиона рублей в год.

Лекция 7

Тема: расчет токов короткого замыкания.

Вопросы: 1. Назначение расчетов токов короткого замыкания

2. Расчетные условия

3. Расчетная схема и электрическая схема замещения

4. Порядок расчета токов трехфазного короткого замыкания

4.1. Расчет токов короткого замыкания в именованных единицах

4.2. Расчет токов короткого замыкания в относительных единицах

5. Особенности расчетов токов короткого замыкания в электроустановках напряжением до 1 кВ.

1) Расчет токов короткого замыкания (К.З.) производится для выбора или проверки параметров электрооборудования, а также для выбора или проверки установок устройств релейной защиты и автоматики.

В электроустановках переменного тока напряжением выше 1000 В расчет токов короткого замыкания производится согласно ГОСТа 27514 – 87.

Точность, а следовательно, и применяемые допущения зависят от назначения расчетов.

Точность расчета для выбора релейной защиты и автоматики должна быть выше, чем для выбора оборудования.

При всех видах расчетов токов К.З., если они производятся не с помощью ЭВМ или расчетных столов переменного тока, обычно принимаются следующие допущения:

- принимается, что фазы ЭДС всех генераторов не изменяются (отсутствие качания генераторов) в течении всего процесса К.З.;

- пренебрегают намагничивающими токами силовых трансформаторов;

- не учитывается насыщение магнитных систем генераторов, трансформаторов и электродвигателей;

- не учитывают емкостную проводимость воздушных и кабельных линий;

- возможную несимметрию трехфазной системы;

- считают, трехфазная система является симметричной; влияние нагрузки на ток К.З. учитывают приближенно; при вычислении тока К.З. обычно пренебрегают активным сопротивлением цепи, если

отношение $\frac{R}{X}$ — более трех (для высоковольтных линий могут

быть учтены и активные сопротивления увеличением значения $X_{\text{л}}$ до полного сопротивления линии $Z_{\text{л}}$);

- не учитывают подпитку места К.З. со стороны электродвигателей напряжением до 1 кВ при расчете токов К.З. в сети напряжением выше 1 кВ.

Указанные допущения наряду с упрощением расчетов приводят к некоторому увеличению токов К.З. (погрешность практических методов расчета не превышает 10%, что принято считать допустимым).

2) Расчетам тока К.З. должны предшествовать: анализ схемы электрической сети и определение наиболее

тяжелых, но достаточно вероятных, так называемых расчетных условий, в которых оказывается тот или иной ее элемент. Эти условия находят отражение в расчетной схеме.

3) Под расчетной схемой понимают упрощенную однолинейную схему электроустановки, с указанием всех элементов и их параметров, подлежащих выбору и проверке по условиям К.З., а также устройств релейной защиты, которые влияют на ток К.З. и поэтому должны быть учтены при выполнении расчетов.

В расчетную схему вводят все элементы сети (энергосистема, трансформаторы, воздушные и кабельные линии) связывающие источник питания с местами К.З.

На расчетной схеме показываются расчетные точки К.З., выбор которых зависит от цели расчетов токов К.З. При этом рекомендуется учитывать следующие положения:

1. При выборе и проверке выключателей линий 10 – 35 кВ, отходящих от сборных шин распределительных устройств, расчетным режимом обычно является К.З. за выключателем.

2. Секционные выключатели должны быть выбраны и проверены по условиям К.З. на шинах соответствующего напряжения.

3. Выбор расчетных условий К.З. при решении задач релейной защиты зависят от того, в каких цепях производится расчет для проверки чувствительности или для выбора параметров срабатывания защиты.

В первом случае за расчетные условия принимаются наименьшие значения токов К.З. в месте установки защиты, которые, как правило, получаются в минимальном режиме работы, питающей энергосистемы.

По расчетной схеме составляется схема замещения, в которой указывается сопротивление всех элементов, и намечаются точки для расчета тока К.З. (рис. 1).

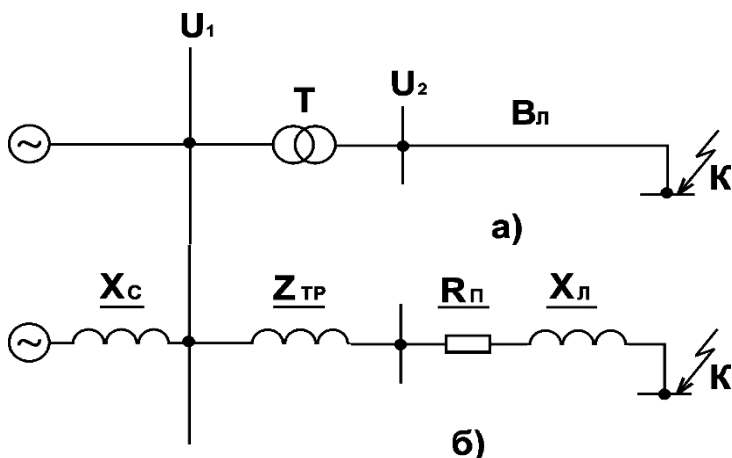


Рис.1 Расчетная схема (а) и схема замещения (б) участка сети

На расчетной схеме указываются все параметры элементов схемы:

- сопротивление системы (или мощность К.З.);
- параметры трансформатора – мощность, U_n % ; напряжение (ВН, НН);
- на V_l – длину линии, марка провода.

4) В схеме замещения все сопротивления выражаются в именованных (Ом) или в относительных единицах (обозначаются *).

Преобразованные схемы замещения позволяют определить результирующее сопротивление от источника до точки К.З.

При расчете токов К.З. для выбора аппаратов и проводников и проверки их по условиям К.З. рассчитывают:

- $I_{n.o}$ – наибольшее начальное действующее значение периодической составляющей тока К.З.;

- $I_{n.t}$ – действующее значение периодической составляющей тока К.З. в произвольный момент времени вплоть до момента размыкания поврежденной линии;
- $i_{a.o}$ – начальное значение апериодической составляющей тока К.З.;
- $i_{a.t}$ – значение апериодической составляющей тока К.З. в произвольный момент времени;
- $i_{уд}$ – ударный ток К.З.;
- i_{∞} – действующее значение установившегося тока К.З.;
- S_{kt} – мощность К.З. (для времени 0,2 – выключателей до 35 кВ и 0,1 – для быстродействующих).

4.1) При расчетах токов К.З. в именованных единицах (Ом, мОм) следует учитывать наличия в схеме электроснабжения:

- активное и реактивное сопротивления элементов схемы;
- сопротивления только основных элементов сети – силовых трансформаторов, линий электропередачи при К.З. в удаленных точках;
- нескольких ступеней трансформации от генератора (источника питания) до точки К.З.

При расчетах, чтобы найти эквивалентное сопротивление схемы, нужно привести все сопротивления к одному напряжению, которое называется базисным. За базисные U_b принимают напряжение одной из ступеней, умноженное на 1,05 – 6,3; 10,5; 37; 115 и т.д.

При расчетах схему замещения приводят к простейшему виду (рис. 2)

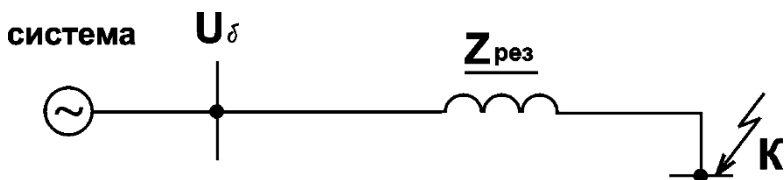


Рис.2 Схема для определения тока К.З.

Тогда ток К.З.:

$$I_K^{(3)} = I_{n.o} = \frac{U_{cp}}{\sqrt{3}Z_{рез}}$$

где $U_{cp} = U_{\delta}$ – среднее (базисное) напряжение на той ступени, где находится точка К.З.

$Z_{рез}$ – полное результирующее сопротивление от источника до точки К.З., Ом

$$Z_{рез} = \sqrt{X_{рез}^2 + R_{рез}^2}$$

где $X_{рез}$, $R_{рез}$ – результирующие индуктивная и активная сопротивления, Ом.

4.2) При расчете токов К.З. методом относительных единиц сопротивление электрической цепи приводят к базисным условиям, т.е. задают базисные значения мощности и напряжения.

За базисную мощность S_{δ} может приниматься мощность, например, мощность системы, суммарные номинальные мощности трансформаторов подстанции или удобные для расчетов числа, кратные 10.

/например $S_{\delta} = 100 \text{ MVA}$ /

Базисное напряжение считают для каждой ступени равным её среднему номинальному значению.

Действующее значение периодической составляющей трехфазного тока:

$$I_K^{(3)} = I_{n.o} = \frac{I_{\delta}}{Z_{\delta,pez*}}$$

где I_{δ} – базисный ток, кА

$$I_{\delta} = \frac{S_{\delta}}{\sqrt{3}U_{\delta}}$$

Для расчетов токов К.З. при составлении схем замещения необходимо знать задаваемые и расчетные величины:

- для системы

$S_{к.с}$ – мощность К.З. системы, МВ А

$I_{к.с}$ – ток К.З. для системы, кА

- для генераторов

$X_d^{//}$ – сверхпереходное продольное реактивное сопротивление генератора, %

- двухобмоточных трансформаторов

U_k % - напряжение К.З. трансформатора, %

ΔP_m – потери в обмотке трансформатора (потери в меди), кВт

- реактор

X_p – сопротивление реактора, Ом

- воздушной или кабельной линии

X_{o, γ_o} – удельные активные и индуктивные сопротивления, Ом/км

В практических расчетах индуктивное сопротивление воздушных и кабельных линий принимают:

ВЛ напряжением 10 кВ и выше	$X_o = 0,4$
Ом/км	

ВЛ напряжением до 1 кВ	$X_o = 0,3$
Ом/км	

КБ (3 ^х фазных) 35 кВ	$X_o = 0,12$
Ом/км	

тоже 6 – 10 кВ

$$X_o = 0,08$$

Ом/км

тоже до 1 кВ

$$X_o = 0,07$$

Ом/км

Таблица №1

Расчетные формулы для определения сопротивлений в схемах замещения.

Элемент сети	Схема		Расчетная формула	
	Расчетная	Замещения	В именованных единицах, Ом	В относительных единицах
1	2	3	4	5
Система: а) при $I_{кз} - I_{кз}^{//}$ б) при $S_{кз} - S_{кз}^{//}$			$X_c^{//} = \frac{U_{ср.н}}{\sqrt{3}I_{кз}^{//}} \quad X_c^{//} = \frac{U_{ср.н}^2}{S_{кз}^{//}}$	$X_{c*}^{//} = \frac{I_{\delta}}{I_{кз}^{//}} \quad X_{c*c}^{//} = \frac{S_{\delta}}{S_{кз}^{//}}$
Генератор			$X = \frac{X_d \%}{100} \quad X_* = \frac{U_*^2}{S_{ном}}$	$X_d^{//} = \frac{X_d \%}{100} \quad X_*^{//} = \frac{S_{\delta}}{S_{ном}}$
Двухобмоточный трансформатор			$X = \frac{X_k \%}{100} \quad X_* = \frac{U_k^2}{S_{ном}}$	$X_k^{//} = \frac{X_k \%}{100} \quad X_*^{//} = \frac{S_{\delta}}{S_{ном}}$

			$r = \frac{\Delta P_k U_{cp}^2}{S_{н.м}^2}$	$r_* = \frac{\Delta P_k S_{\bar{\sigma}}}{S_{н.м}^2}$
Токоограничивающий реактор			$X = X_p$	$X_* = X_p \frac{S_{\bar{\sigma}}}{U_{cp}^2}$
Линия электропередачи: а) воздушная б) кабельная			$X = X_0 l$ $R = r_0 l$	$X_* = x_0 l \frac{S_{\bar{\sigma}}}{U_{cp}^2}$ $R_* = r_0 l \frac{S_{\bar{\sigma}}}{U_{cp}^2}$

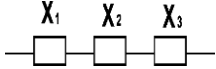
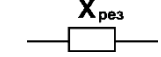
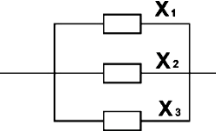
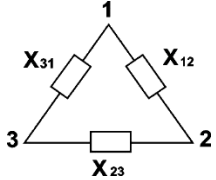
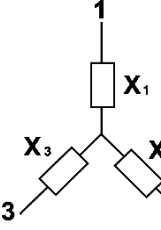
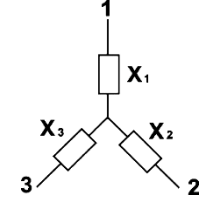
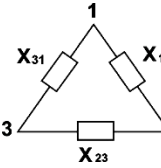
Если расчет токов К.З. производится в именованных единицах, а сопротивления схемы заданы в относительных единицах, то перерасчет сопротивлений для генераторов, реакторов и трансформаторов производится по формуле:

$$X = X_* \frac{U_c^2}{S_{н}}$$

Если наоборот, то:

$$X_{*\bar{\sigma}} = X \frac{S_{\bar{\sigma}}}{U_{\bar{\sigma}}^2}$$

Для преобразования схемы замещения в расчетную производятся следующие преобразования.

1			$X_{рез} = X_1 + X_2 + X_3$
2			$X_{рез} = \frac{1}{\frac{1}{X_1} + \frac{1}{X_2} + \frac{1}{X_3}}$
3			$X_1 = \frac{X_{12}X_{31}}{X_{12} + X_{23} + X_{31}}$ $X_2 = \frac{X_{12}X_{23}}{X_{12} + X_{23} + X_{31}}$ $X_3 = \frac{X_{23}X_{31}}{X_{12} + X_{23} + X_{31}}$
4			$X_{12} = X_1 + X_2 + \frac{X_1X_2}{X_3}$ $X_{23} = X_2 + X_3 + \frac{X_2X_3}{X_1}$ $X_{31} = X_3 + X_1 + \frac{X_3X_1}{X_2}$

После определения действующего значения периодической составляющей, по одному из перечисленных методов, определяем составляющие тока К.З.

- амплитудное значение полного тока (ударный ток)

$$i_y = \sqrt{2} K_y I_\kappa$$

где K_y – ударный коэффициент

При практических расчетах ударный коэффициент принимают:

в сетях 110 кВ и выше	$K_y = 1.8$
в сетях 35 кВ	$K_y = 1.5$
в сетях 10 кВ	$K_y = 1.2$
в сетях до 1 кВ	$K_y = 1$

- Наибольшее значение полного тока К.З. в течении первого периода короткого замыкания:

$$I_y = q I_\kappa$$

где q – коэффициент, зависящий от коэффициента K_y

для $K_y = 1.8$	$q = 1.52$
для $K_y = 1.2$	$q = 1.09$

Если напряжение на шинах источника неизменно (точка К.З. удалена от источника $X_{*M} \geq 3$ или мощность ответвления мала по сравнению с мощностью источника, что обычно имеет место при расчетах токов К.З. в системе электроснабжения с/х объектов), то периодическая составляющая тока К.З. не изменяется по значению:

$$I_{no} = I_n = I_\kappa^{(3)}$$

Для выбора и проверки устройств релейной защиты и автоматики необходимо определять ток двухфазного К.З.

В практических расчетах ток 2^x фазного К.З. определяется по формуле

$$I_{\kappa}^2 = 0,87 I_{\kappa}^{(3)}$$

Токи несимметричных К.З. определяются специальными методами.

5) Сельские электрические сети напряжением 380 В выполняют с глухозаземленной нейтралью. Поэтому в ней возможны трех-, двух-, и однофазные К.З.

Расчет токов К.З. в сети до 1000 В выполняется в именованных единицах.

При составлении расчетной схемы и схемы замещения необходимо учесть активные и индуктивные сопротивления трансформаторов, проводов ВЛ, переходных контактов, переходное сопротивление коммутационных аппаратов.

Определив результирующие активные и индуктивные сопротивления, подсчитывают ток К.З.

$$I_{\kappa}^{(3)} = \frac{U_{cp}}{\sqrt{3} \sqrt{X_{рез}^2 + R_{рез}^2}} = \frac{U_{cp}}{\sqrt{3} Z_{рез}}$$

где U_{cp} – среднее напряжение сети, В

Токи К.З. при 3^х фазном К.З. определяются аналогично расчетам в сети напряжением выше 1 кВ.

Кроме тока для проверки надежности срабатывания отключающих катушек автоматических выключателей и перегорания плавких предохранителей рассчитывается ток однофазного К.З.

$$I_{\kappa}^{(1)} = \frac{U_{\phi}}{\frac{Z_T^{(1)}}{3} + Z_n}$$

где U_{ϕ} – фазное напряжение сети, В

$Z_T^{(1)}$ – полное сопротивление трансформатора при однофазном К.З., Ом (каталожные данные)

Z_n – полное сопротивление петли “фаза – ноль”, Ом

Лекция 8

Тема Перенапряжения и защита от перенапряжений.

Вопросы: 1. Классификация перенапряжений.

1.1 Внутренние напряжения.

1.2 Атмосферные перенапряжения.

2. Защита от перенапряжений.

2.1 Защита от внутренних перенапряжений.

2.2 Защита воздушных линий.

2.3 Защита подстанций от прямых ударов молнии.

2.4 Защита подстанций от возникновения атмосферных перенапряжений, набегающих с линии электропередачи.

2.5 Защита сельских электроустановок от атмосферных перенапряжений.

3. Защитные оборудования и устройства.

1. Перенапряжением называется повышение напряжения выше номинального значения, представляющее опасность для изоляции электрооборудования или электропередачи.

Перенапряжения возникают в результате переходных процессов и появляются в виде кратковременных

апериодических импульсных электромагнитных волн или апериодических затуханий колебаний произвольной формы.

Правильный учет перенапряжений имеет большие экономическое и техническое значения при выборе изоляции и мер защиты электрической сети и электрического оборудования, особенно в электроустановках напряжением свыше 10 кВ.

Перенапряжения можно разделить на внутренние и атмосферные перенапряжения.

1.1 Внутренние (коммутационные) перенапряжения возникают в электрических установках при резких изменениях установившегося режима их работы, главным образом в результате коммутаций (при включениях и выключениях тока, при работе в цикле АПВ, при коротких замыканиях на земле и т. п.). Коммутация сопровождается переходным процессом, после которого устанавливается новый режим работы установки.

Внутренние перенапряжения разделяются на коммутационные и резонансные.

Коммутационные перенапряжения зависят от быстродействия коммутационных аппаратов и значения емкости и индуктивности цепи.

Резонансные перенапряжения возникают при определенном соотношении между индуктивностями и емкостями. Значение и длительность резонансных перенапряжений характеризуется интенсивностью преобразования электромагнитной энергии индуктивности в электрическую энергию емкости.

Подавляющее большинство перенапряжений внутреннего происхождения представляет собой высокочастотные быстрозатухающие колебания с частотой, в десятки и сотни раз больше, чем частота нормального режима.

Коммутационные перенапряжения при включении линии связаны с возникновением и развитием переходного процесса в колебательном контуре, образованном емкостью линии и индуктивностями линии, трансформаторов и генераторов. Особенно существенные перенапряжения появляются при АПВ. В этом случае после отключения, например, однофазного КЗ, емкость неповрежденных фаз линии остается заряженной, а при повторном включении колебательный контур (линия) с предварительно заряженной емкостью подключается к источнику тока (генератору).

Для изоляции электроустановок с напряжением до 220 кВ внутренние напряжения обычно не представляют опасности; определяющими здесь являются грозовые перенапряжения.

1.2. Атмосферные (грозовые) перенапряжения связаны с разрядами молнии непосредственно в токопроводящие части электрической установки – перенапряжение прямого удара, или в землю вблизи установки – индуктированные перенапряжения.

Индуктированные перенапряжения образуются при грозовом разряде вблизи электроустановки или линии электропередачи за счет индуктивных влияний.

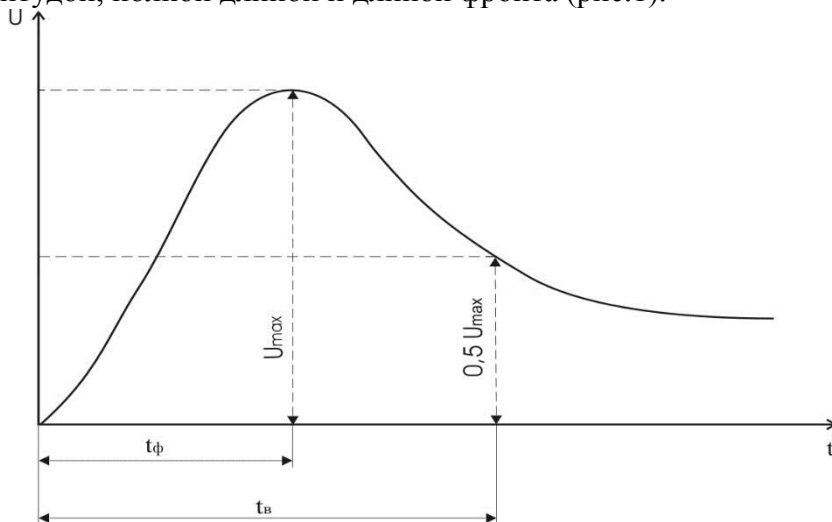
При прямом ударе молнии весь ток молнии приходит в землю через поврежденный объект. Падение напряжения на сопротивлении этого объекта и дает перенапряжение, которое может достичь несколько Мв. Длительность перенапряжения, возникшего при прямом ударе молнии, невелика (порядка десятка в мк сек), однако не исключается многократный разряд молнии по одному и тому же пути.

Перенапряжения от прямых ударов молнии являются наиболее опасными атмосферными перенапряжениями.

Разряд молнии длится десятки мк сек. Амплитуда тока в начале молнии достигает величины 30-40 кА, но может

достигать 120-150 кА. Длительность факта импульсной волны тока молнии 3-4 мксек. Крутизна фронта волны в практических расчетах принимают 30 кА/мксек.

Импульсная волна характеризуется полярностью, амплитудой, полной длиной и длиной фронта (рис.1).



Кривая зависимости $U=f(t)$ разряда молнии имеет форму апериодического импульса или волны напряжения.

За время t_{ϕ} она быстро возрастает до максимума $U_{\max}$ – амплитуда перенапряжения, а затем медленно уменьшается.

Время t_{ϕ} – называется фантам волны.

Время t_v – от начала до снижения напряжения до $0,5 U_{\max}$ – называется длиной волны.

Фронт волны составляет $t_{\phi}=1,2$ мксек, длина волны $t_v=50$ мксек.

Скорость нарастания напряжения или тока определяет крутизну фронта волны и измеряется в кВ/мксек или кА/мксек.

Электростатическое и электромагнитное поля, связанные с главным разрядом молнии, индуцирует

напряжение на проводах линии, достигающее сотни тысяч Вольт. Этот индуктированный импульс или волна распространяются со скоростью близкой к скорости света. Скорость их распространения зависит от индуктивности и емкости ЛЭП.

$$v = \frac{1}{\sqrt{LC}}$$

для ВЛ $v=300$ м/мкс.

для КЛ $v=160$ м/мкс.

в обмотке трансформатора и электрической машине $v=30-60$ м/мкс.

Соотношение между величинами тока и напряжения электромагнитной волны определяется по закону Ома волновым сопротивлением, величина которого зависит от параметров цепи на единицу длины:

$$\frac{U}{I} = Z_{\text{в}} = \sqrt{\frac{L_0}{C_0}}$$

Волновое сопротивление $Z_{\text{в}}$ составляет

- для ВЛ - 400-500 Ом
- для КЛ - 40-50 Ом
- обмотки трансформатора – 10-20 Ком
- Эл. машины – 1-2 Ком.

2. Грозозащита – комплекс мероприятий и технических средств, предохраняющих здания, сооружения, а также оборудование электрических устройств от повреждения при прямых ударах молнии.

Грозозащита оборудования электрических распределительных устройств от перенапряжения,

возникающих при ударах молнии в линию электропередачи осуществляется с помощью вентильных разрядников.

Для защиты электроустановок от атмосферных перенапряжений применяют молниеотводы, защитные тросы, разрядники и защитные промежутки.

2.1. В электроустановках защита от внутренних перенапряжений осуществляется в тех случаях, когда перенапряжения являются следствием повторяющихся в процессе эксплуатации возможных перенапряжений в случае появления емкостного тока при замыкании на землю.

Для защиты от внутренних перенапряжений, связанных с отключением трансформаторов, линий применяются вентильные разрядники, устанавливаемые вблизи защищаемого оборудования.

При токах замыкания на землю больше значений, приведенных в таблице 2.1, должна применяться компенсация емкостного тока при помощи дугогасящих аппаратов.

Таблица 2.1
Допустимый емкостный ток.

Наименование сети	Максимальный емкостный ток, А.
35 кВ	10
6-20 кВ на металлических или железобетонных опорах	10
10 кВ на деревянных опорах	20
6 кВ на деревянных опорах	30

На заводе-изготовителе и в процессе эксплуатации высоковольтное оборудование *трансформаторы, масляные

выключатели) проходят испытание повышенным напряжением промышленной частоты в течение 1 мин.

Испытательное напряжение для электрооборудования до 35 кВ, $U_{\text{исп}}=3,5 U_{\text{нам}}$, 110 кВ выше $U_{\text{исп}}=3 U_{\text{нам}}$.

В связи с этим, для нормальной изоляции электрооборудования большинство перенапряжений внутреннего происхождения не представляют опасности.

2.2 Основную опасность для ВЛ представляют прямые удары молнии в линию.

Амплитуда набегающей волны грозового перенапряжения может достигнуть несколько миллионов вольт. Такая волна, распространяясь в обе стороны по проводам, может вызвать перекрытие изоляции на соседних с местом поражения опорах, в результате чего, после пробега небольшого расстояния (несколько пролетов) амплитуда снижается до значения разрядного напряжения изоляции проводов линии относительно земли. В дальнейшем может произойти полное затухание волны перенапряжения.

Импульсная прочность изоляции проводов относительно земли принимают равной 50% - ному разрядному напряжению при полной волне длиной $1,5/L_0$ мкс.

При этом на ВЛ на металлических и железобетонных опорах амплитуду волны принимают равной импульсной прочности фарфоровой изоляции, а для ВЛ на деревянных опорах – сумме разрядных напряжений фарфора и дерева.

Расчетное атмосферное перенапряжение является определяющим для выбора количества изоляторов в гирлянде ВЛ.

Линии, напряжением 110 кВ и выше на металлических и железобетонных опорах защищают от прямых ударов молнии подвесных тросов по всей длине. Трос заземляют.

Грозозащитные тросы подвешивают на тех же опорах, что и провода ВЛ и закрепляют при помощи стеклянных изоляторов.

Крепление тросов на металлических и железобетонных опорах выполняются через изолятор, шунтируемый исправным промежутком размером 10 мм. Через каждые 10 км на анкерных опорах этих линий трос присоединяется к заземлению опоры. На подходах к подстанции на расстоянии 2-3 км трос заземляется на каждой опоре.

На ВЛ-110 кВ трос подвешивается через изолятор только на металлических и железобетонных опорах.

На линиях 35 кВ защита тросовыми молниеотводами не требуется. Однако все металлические и железобетонные опоры таких линий должны быть надежно заземлены.

ВЛ 35-220 кВ на деревянных опорах тросами по всей длине не защищают. Тросы подвешивают только на подходах к подстанции. В местах с ослабленной изоляцией, к которым относятся отдельные металлические и железобетонные опоры, концевые опоры на участках с тросом, переходные опоры, должна осуществляться защита трубчатыми разрядниками. На ВЛ 35 кВ и ниже при наличии АПВ вместо трубчатых разрядников допускается применение искровых защитных промежутков, выполняемых шунтованием деревянных стоек опор.

ВЛ 10(6) кВ специальной защиты не требуют. Такие линии на деревянных опорах допускается не заземлять. ВЛ 10(6) кВ на железобетонных или металлических опорах должны быть заземлены.

Кабельные вставки от атмосферных перенапряжений защищают при помощи разрядников, устанавливаемых на опорах с концевыми кабельными муфтами.

Расстояние между проводами и заземленной частью опоры должно быть выбрано так, чтобы электрическая

прочность этого воздушного промежутка была не меньше разрядного напряжения на гирлянде. /Данные расстояния нормируются ПУЭ.

Все металлические и железобетонные опоры ВЛ, а также деревянные опоры с тросами или с устройствами молниезащиты должны быть заземлены.

В качестве заземляющих спусков железобетонных опор следует использовать их продольную арматуру с проверкой ее на термическую стойкость при КЗ.

2.3 Оборудование подстанций – трансформаторы, ОРУ, в том числе шинные мосты и гибкие связи, ЗРУ, маслохозяйство и другие взрывоопасные и пожароопасные сооружения должны быть защищены от прямых ударов молнии. В зданиях и сооружениях, имеющих металлическую кровлю, достаточно заменить металлические части. ОРУ защищают стержневыми молниеотводами.

Стержневые молниеотводы устанавливаются на конструкциях ОРУ или прожекторных мачтах подстанций.

Установка молниеотводов на трансформаторных порталах допускается при соблюдении условий:

- удельное сопротивление грунта в грозовой сезон не превышает 350 Ом м; непосредственно на вводах 6-35 кВ трансформаторов или на расстоянии не более 5 м от них по ошиновке, включая ответвления к разрядникам, установлены вентильные разрядники;

- от молниеотвода обеспечено расстояние тока в 3-4 направлениях;

- на расстоянии 3-5 м от молниеотвода установлены 2-3 вертикальных электрода заземления длиной 5 м;

- сопротивление заземляющего устройства на подстанциях с высшим напряжением 35 кВ не превышает 40 м; заземляющие проводники вентильных разрядников и

трансформаторов присоединены к заземляющему устройству подстанции вблизи друг друга.

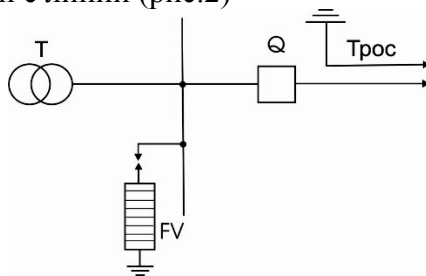
От прямых ударов молнии допускается не заземлять;

- подстанции напряжением до 220 кВ с удельным сопротивлением грунта более 2000 Ом м с интенсивной грозовой деятельностью не более 20 г/год;

- ОРУ 20-35 кВ в районах с грозовой деятельностью не более 20 г/год;

ОРУ 20-35 кВ с трансформаторами до 1600 кВ А (независимо от грозовой деятельности).

2.4 Защита подстанции от волн перенапряжения, набегающих с линии осуществляется защитой переходов ВЛ и вентильными разрядниками. ВЛ 35-220 кВ, не защищенные тросами по всей длине, должны иметь защиту тросом от прямых ударов молнии на подходе к подстанции на длине 1-2 км. Нормальная схема защиты подстанции от набегающих волн с линии (рис.2)



а)

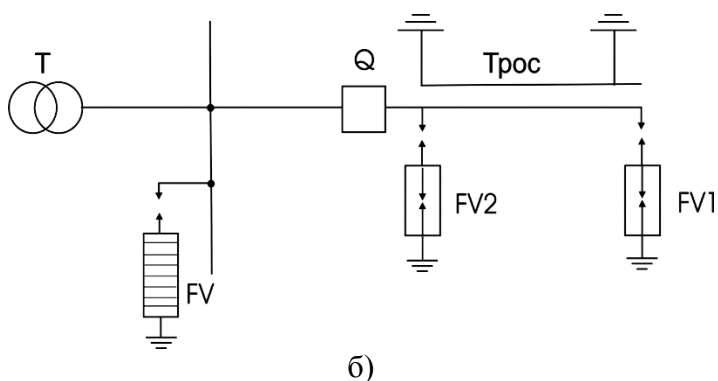


Рис. 2 Схема защиты подстанции 35-200 кВ

- а) - линия, находящаяся под тросом по всей длине;
 б) – линия, не защищенная тросом по всей длине.

Повышение надежности грозозащиты подстанции достигается увеличением числа молниезащитных тросов, уменьшение их защитных углов, снижением сопротивления заземления опор, уменьшением расстояния между разрядниками и защищаемым оборудованием.

На ВЛ без тросов по всей длине для ограничения амплитуды набегающей с линии волны следует устанавливать в начале троса/

Наибольшие допустимые расстояния между защищаемым оборудованием и разрядниками приведены в ПУЭ.

На ВЛ с деревянными опорами сопротивление заземления трубчатых разрядников не должно превышать 10 Ом.

Защита киосков, столбовых подстанций и РУ 10 кВ подстанций 35/10 кВ с трансформаторами мощностью до 630 кВ А обеспечивается вентильными разрядниками, устанавливаемыми на сборке у трансформаторов или на вводе линии.

Защита переключающих пунктов осуществляется при помощи трубчатых разрядников, устанавливаемых на каждой подходящей линии.

2.5 Сельские электрические сети по своим показателям с каждым годом все больше приближаются к промышленным электрическим сетям. Для сельских электрических сетей характерны меньшая мощность потребителей, большая протяженность ВЛ, наличие большого числа отпаяк.

Большое значение для бесперебойного электроснабжения потребителей при отключении от атмосферных перенапряжений имеет установка на ВЛ АПВ одно – и двукратного действия.

Линии напряжением до 35 кВ, как уже указывалось, не рекомендуется защищать трассовыми молниеотводами.

Трансформаторные подстанции 10/0,38 кВ молниеотводами не защищают. Для защиты ТП 10/0,38 кВ от грозовых разрядов и волн перенапряжения применяют вентильные и трубчатые схемы грозозащиты ТП.

Для тупиковых и отпаячных подстанций на вводе устанавливают вентильные разрядники FV (рис. 3).

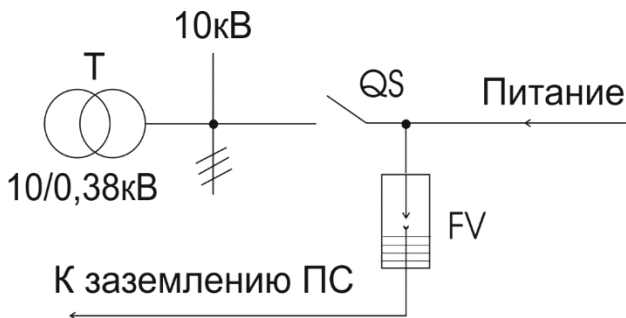


Рис. 3. Схема грозозащиты тупиковой (отпаячной) ТП 10/0,38 кВ

На проходных ТП с воздушным вводом ventильные разрядники устанавливаются на шинах 10 кВ ТП и, кроме того, на вводе 10 кВ со стороны питания для защиты разомкнутых разъединителей устанавливают трубчатые разрядники (рис. 4).

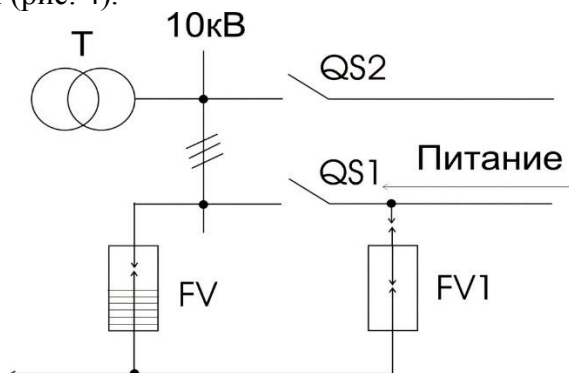


Рис. 4 Схема грозозащитной проходной ТП10/0,38 кВ

Для проходных (узловых) двухтрансформаторных ТП10/0,38 кВ мощностью от 630 кВ А и выше с воздушным вводом и выходом дополнительно на расстоянии 100-200 м устанавливают трубчатые разрядники (рис.5).

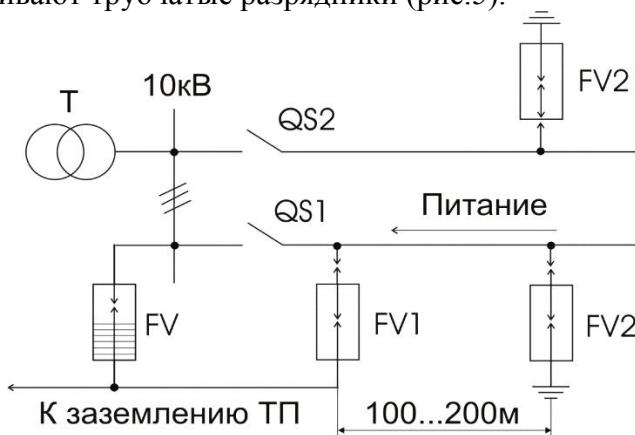


Рис. 5 Схема грозозащитной проходной двухтрансформаторной ТП 10/0,38 кВ.

Для ТП, включенной через кабельную вставку длиной до 50 м разрядники устанавливают на концевых кабельных муфтах. Заземление разрядника и оболочки кабеля с муфтой делают общим. К общему заземлению ТП также присоединяют кабельную оболочку и броню. Сопротивление заземлений трубчатых разрядников должно быть не более 10 Ом.

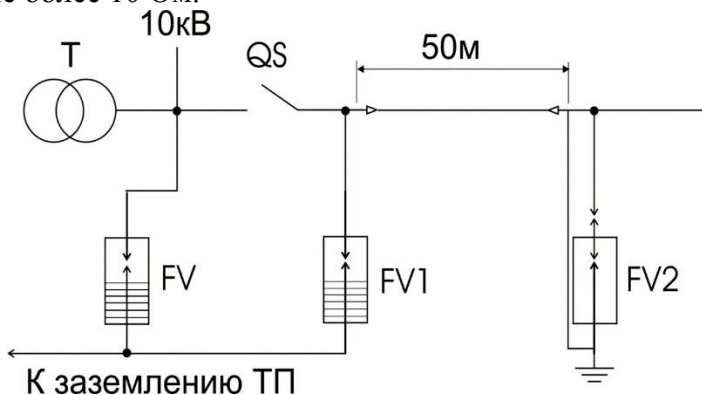


Рис. 6 Схема грозозащитных ТП 10/0,38 кВ с кабельной вставкой.

При наличии нескольких линий с кабельными вставками трубчатые разрядники устанавливают на конце каждой кабельной вставки и в начале кабельной вставки питающей линии.

Независимо от схемы ТП 10/0,38 кВ для защиты оборудования ТП на шинах 10 кВ ТП устанавливают вентильные разрядники.

Защита столбовых ТП 10/0,38 кВ с трансформаторами мощностью до 630 кВ А обеспечивается вентильными разрядниками, устанавливаемыми на сборке у трансформаторов или на вводе линий.

Защита переключательных пунктов осуществляется при помощи трубчатых разрядников, устанавливаемых для каждой подходящей линии.

Для ТП с воздушной связью между трансформаторами и РУ-10 кВ расстояние между трансформатором и разрядником не должны превышать 90 Ом при ВП на деревянных опорах.

3. Для защиты электрооборудования от атмосферных перенапряжений на подстанциях применяют вентильные разрядники соответствующего напряжения.

Вентильные разрядники предназначены для защиты от перенапряжений изоляции трансформаторов и аппаратуры напряжением выше 1000 В подстанций. Защитные характеристики разрядников должны соответствовать уровням изоляции защищаемого оборудования.

Для защиты от перенапряжений подстанционного оборудования в основном применяют вентильные разрядники типа РВС (3-ей группы) и РВМ (разрядники с магнитным дутьем (2-ой группы)).

Для защиты оборудования подстанций небольшой мощности (напряжение 6-10 кВ) – РВО (облегченные разрядники).

Для защиты линейной изоляции предназначаются трубчатые разрядники типа РТВ и РТФ. В настоящее время идет тенденция замены трубчатых разрядников 10 кВ на разрядники РВП – 10.

Фирма «Таврия Электрик» приступила к выпуску нелинейных ограничителей перенапряжения серии ОПН/TEL для защиты электрооборудования от грозовых и коммутационных перенапряжений в сетях 6 и 10 кВ, предназначенных для наружной и внутренней установки.

Практическое занятие 1

ШИНЫ, КОНТАКТНЫЕ СОЕДИНЕНИЯ

ЦЕЛЬ РАБОТЫ: изучение конструкции и материала ошиновки, контактных соединений.

ПЛАН РАБОТЫ

1. Изучить материалы шин и способы их крепления.
2. Изучить контактные соединения и аппаратные контакты.
3. Изучить принцип действия контактов.

ОБЩИЕ СВЕДЕНИЯ

Электрическое оборудование соединяется между собой системами проводников – шинами. Шины электротехнического назначения изготавливаются из меди, алюминия и его сплавов.

Шины медные мягкие (ШММ), шины медные твердые (ШМТ) и шины медные твердые из бескислородной меди (ШМТВ) используются при необходимости более высокой гибкости при работе в условиях возникновения коррозии.

Шины алюминиевые прямоугольного сечения марки ШАТ, прессованные АДО и алюминиевого сплава АБЗ1Т служат для токопроводов распределительных устройств, сборок, ошиновки распределительных пунктов.

Поперечное сечение шин ($a \times b$) в соответствии со стандартом колеблется у медных шин:

$a = 4 \dots 30 \text{ мм};$
 $b = 16 \dots 120 \text{ мм};$

у алюминиевых: $a = 3 \dots 12 \text{ мм};$

$b = 10 \dots 120 \text{ мм}.$

Жесткие прямоугольные шины крепят к опорным изоляторам вертикально (на ребро) или горизонтально (плашмя) с помощью шинодержателей (рис. 1.1).

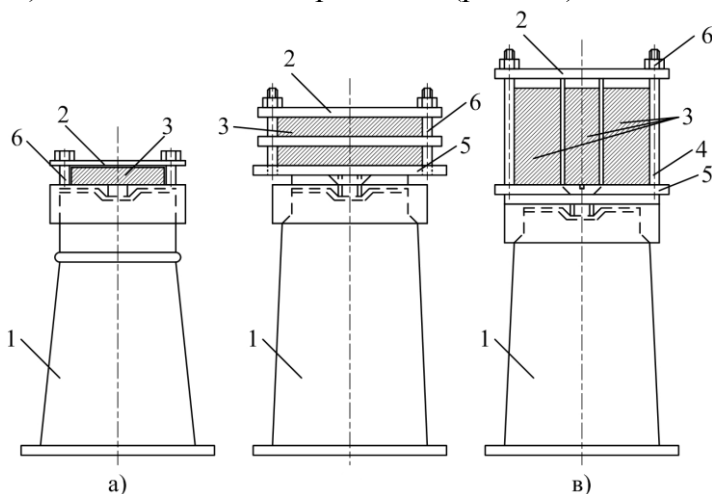


Рис. 1.1. Расположение и крепление шин: а – горизонтальное; в – вертикальное; 1 – опорный изолятор; 2, 5 – стальная и алюминиевая планки; 3 – шина; 4 – стальная распорная трубка; 6 – шпилька

Для соединения генераторов, шин, трансформаторов, линий электропередачи, выключателей, электроприемников в системах электроснабжения применяют контакты различных типов. При низком качестве контактов возможны повреждения и нарушения нормальной работы электроустановок. Электрическую проводимость в контактах обеспечивают давлением на контактные части с помощью винтов и пружин.

По назначению и условиям работы различают неразмыкаемые и размыкаемые контакты. Неразмыкаемые контакты подразделяют на неподвижные и подвижные.

Контактные соединения неподвижных (жестких) шин выполняют в нахлестку с накладками или болтами, в стык с накладками или сваркой (рис. 1.2).

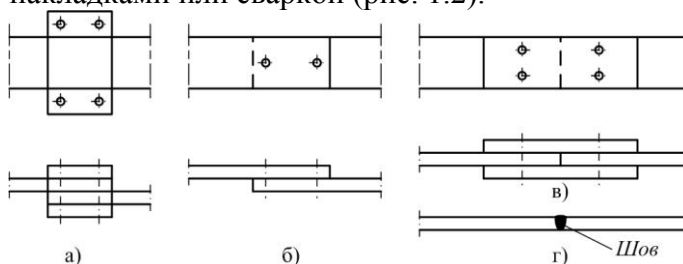


Рис. 1.2. Жесткие контакты соединения шин: а – в нахлестку с накладками; б - в нахлестку болтами; в – в стык с накладками; г – сваркой

Для компенсации линейного расширения при нагреве шин их соединяют с помощью шинного компенсатора (рис. 1.3).

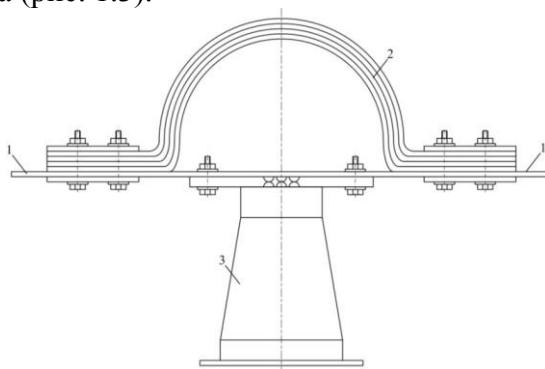


Рис. 1.3. Шинный компенсатор: 1 – шина; 2 – компенсатор; 3 – опорный изолятор; 4 – пружинящая шайба; 5 – накладка

Концы шин 1 на изоляторе 3 имеют скользящее крепление через продольные овальные отверстия и шпильку с пружинящей шайбой 4.

Компенсатор изготавливается из тонких полосок того же материала, что и шины. В местах присоединения к аппаратам шины изгибают или устанавливают компенсаторы.

Для присоединения алюминиевых шин к медным (латунным) выводам аппаратов используют переходные пластины типов МА и АП.

Подвижные размыкаемые контакты – основной элемент коммутационных аппаратов. Они должны обладать дугостойкостью, термической стойкостью, механической прочностью.

По конструктивному исполнению подвижные размыкающие контакты бывают рубящими, пальцевыми, пластинчатыми, торцевыми, розеточными и щеточными. В плоском контакте рубящего типа (рис. 1.4, а) трудно добиться надлежащего давления и в достаточной степени самоочистки от оксидов. В линейных контактах рубящего типа (рис. 1.4, б) поверхности сжимаются пружинящей скобой. Оба варианта контактов применяют в разъединителях для внутренней установки.

Пальцевый контакт (рис. 1.4, в) самоустанавливающегося типа используют в выключателях высокого и низкого напряжения. Пальцевые контакты самоочищаются от пленки оксидов весьма слабо. Это обстоятельство, а также наличие переходного сопротивления в местах соединения гибких связей с пальцами и контактной колодкой приводит к излишнему перегреву контактного соединения.

Вместо пальцевого в масляных выключателях в качестве рабочего применяют пластинчатый контакт. Подвижный контакт представляет собой клиновидную

колодку (рис. 1.4, г), а неподвижный – набор попарно расположенных пластин, закрепленных на токоведущей части с помощью болтов, на которые надеты пружины. Число пар пластин зависит от значения номинального тока, проходящего через контакт. При скольжении контактов их поверхности самоочищаются. Необходимую силу нажатия обеспечивают пружинами.

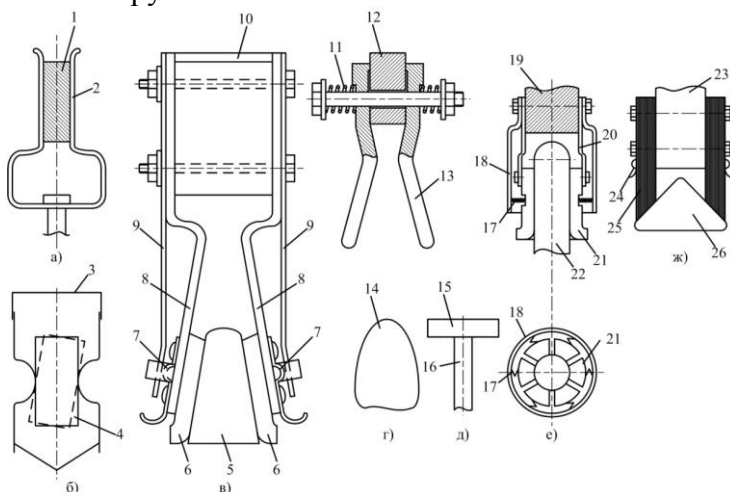


Рис. 1.4. Подвижные размыкающие контакты: а – рубящий плоский; б – рубящий линейный; в – пальцевый; г – пластинчатый; д – торцевой; е – розеточный; ж – щеточный; 1 – подвижный контакт; 2 – пружинящие губки; 3 – пружинящая скоба; 4 – неподвижная стойка; 5, 14, 16, 22 и 26 – подвижные контакты; 6 – палец; 7 – винт с полусферической головкой; 8 и 20 – токоведущие связи; 9, 11, 17 и 24 – пружины; 10, 12, 15, 19 и 23 – неподвижные контакты; 13 – контактная пластина; 18 – упорное кольцо; 21 – контактный сегмент; 25 – щетки

В торцевом контакте соприкасаются торцевые поверхности подвижного и неподвижного элементов

контакта (рис. 1.4, д). Подвижный контакт выполнен в виде круглого стержня или трубы, в неподвижный контакт – в виде плоскости, соединенной гибкими пружинами с контактодержателем. Торцевые контакты не следует применять при больших токах ввиду невозможности получения малого переходного сопротивления. Они находят применения в выключателях высокого напряжения 110 кВ и выше на токи не более 1...1,5 кА.

Розеточный контакт (рис. 1.4, е) применяют в малообъемных масляных выключателях на напряжение 10 кВ. Неподвижный элемент розеточного контакта представляет собой цилиндрическую поверхность, подвижный контакт выполнен в виде трубки или стержня. Отдельные сегменты нажимают на подвижный контакт при включенном состоянии с помощью общей пружины и индивидуальных пружин.

Щеточный контакт (рис. 1.4, ж) собирают из тонких пластин холоднокатаной меди. Одна из контактных поверхностей собрана в виде щетки (неподвижный контакт), другая представляет собой клинообразный нож (подвижный контакт). К существенному недостатку щеточного контакта относят различную силу нажатия отдельных пластин на контактную поверхность. Это приводит к неравномерному распределению тока в пластинах и вызывает перегрев отдельных пластин и их отжиг и, как следствие, быстрое разрушение контакта.

В настоящее время в коммутационных аппаратах для замены гибкой связи между подвижным и неподвижным контактами широко применяются роликовые контакты (рис. 1.5).

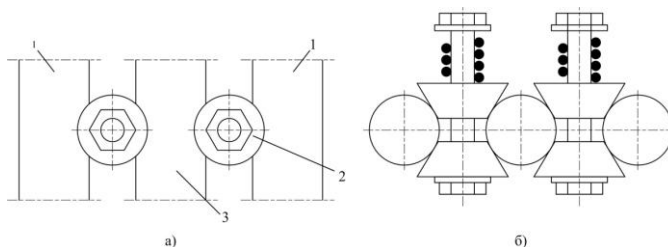


Рис. 1.5. Роликовый контакт: 1 – неподвижный стержень; 2 – ролик; 3 – подвижный контакт

При использовании роликовых контактов током с неподвижных стержней на подвижный контакт передается через ролик. Последние заменяют гибкую связь.

КОНТРОЛЬНЫЕ ВОПРОСЫ

1. Какие материалы применяют для изготовления шин?
2. Назначение шинного компенсатора?
3. Классификация контактных соединений?
4. Типы подвижных размыкающих контактов?
5. Принцип действия рубящего контакта?
6. Принцип действия пальцевого контакта?
7. Принцип действия пластинчатого контакта?
8. Принцип действия торцевого контакта?
9. Принцип действия розеточного контакта?
10. Принцип действия щеточного контакта?
11. Преимущества роликовых контактов?

Практическое занятие 2

ИЗОЛЯТОРЫ РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНЫХ УСТРОЙСТВ

ЦЕЛЬ РАБОТЫ: изучение конструкции высоковольтных изоляторов распределительных устройств (РУ) и область их применения.

ПЛАН РАБОТЫ

1. Изучить классификацию высоковольтных изоляторов.
2. Изучить область применения и маркировку высоковольтных изоляторов.

ОБЩИЕ СВЕДЕНИЯ

Все выпускаемые промышленностью изоляторы классифицируются по следующим признакам:

- 1) по материалу изготовления;
- 2) по назначению;
- 3) по способу установки.

По первому признаку все изоляторы делятся на:

- фарфоровые;
- стеклянные;
- полимерные.

Всем указанным выше требованиям в наибольшей степени удовлетворяет глазурированный электротехнический фарфор и стекло, получившие широкое распространение, а также некоторые пластмассы.

Электрическая прочность фарфора в однородном поле при толщине образца 1,5 мм составляет 30 – 40 кВ/мм и уменьшается при увеличении толщины. Электрическая прочность стекла при тех же условиях – 45 кВ/мм.

Механическая прочность фарфора и стекла зависит от вида нагрузки. Например, прочность фарфоровых образцов диаметром 2 – 3 см составляет: при сжатии 450 МПа, при изгибе – 70 МПа, а при растяжении – 30 МПа. Поэтому наиболее высокой механической прочностью обладают изоляторы, в которых фарфор работает на сжатие.

Стекло по механической прочности не уступает фарфору и тоже лучше всего работает на сжатие. Стекланные изоляторы в процессе изготовления подвергаются закалке: нагреваются до температуры 700⁰С и затем обдуваются холодным воздухом. Во время закалики наружные слои стекла твердеют значительно раньше внутренних, поэтому при последующей усадке внутренних слоев в толще стекла образуются растягивающие усилия. Такая предварительно напряженная конструкция имеет высокую прочность на сжатие.

Изоляторы из закаленного стекла имеют ряд преимуществ перед фарфоровыми: их технологический процесс изготовления полностью автоматизирован, прозрачность стекла позволяет легко обнаружить при внешнем осмотре мелкие трещины и другие внешние дефекты, повреждение стекла приводит к разрушению диэлектрической части изолятора, которое легко обнаружить при осмотре линии электропередачи эксплуатационным персоналом.

Полимерные изоляторы наружной установки изготавливаются из эпоксидных компаундов на основе циклоалифатических смол, из кремнийорганической резины, из полиэфирных смол с минеральным наполнителем и добавкой фторопласта. Такие изоляторы

имеют высокую электрическую прочность и достаточную трекинговую стойкость. Высокая механическая прочность полимерных изоляторов достигается посредством армирования их стеклопластиком. Применение полимерных изоляторов на линии электропередачи позволяет существенно уменьшить массу подвесных изоляторов, что позволяет в значительной степени повысить надёжность сетевых конструкций.

По второму признаку изоляторы подразделяются на опорные, подвесные и проходные, а по третьему признаку – на изоляторы наружной и внутренней установки. Опорные изоляторы, в свою очередь, делятся на стержневые и штыревые, а подвесные – на изоляторы тарельчатого типа и стержневые.

Опорно-стержневые изоляторы (рис. 2.1, 2.2) применяют в закрытых и открытых распределительных устройствах для крепления на них токоведущих шин или контактных деталей. Изоляторы внутренней установки конструктивно представляют собой фарфоровое (полимерное) тело, армированное крепежными металлическими деталями. Арматура одновременно является внутренним экраном, с помощью которого снижается напряженность поля у края электрода, где она максимальна. Ребро на теле изолятора играет роль барьера, заставляя разряд развиваться под углом к силовым линиям поля, то есть по пути с меньшей напряженностью. Внутренний экран и ребро существенно увеличивают разрядное напряжение изолятора.

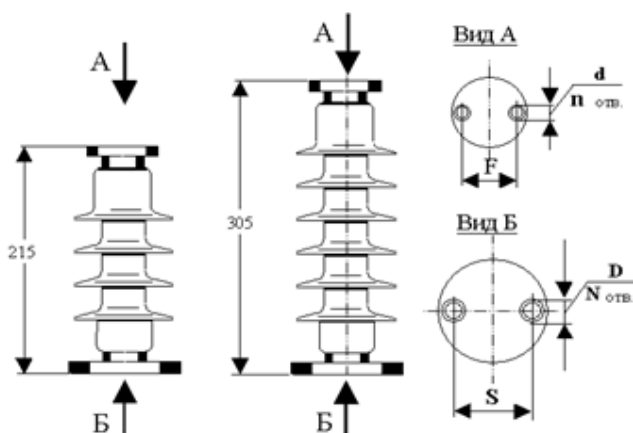


Рис. 2.1. Опорно-стержневой полимерный изолятор на напряжение 10 кВ

Изоляторы внутренней установки выпускаются на напряжение до 35 кВ.

Опорно-стержневой фарфоровый изолятор состоит из фарфорового корпуса на котором расположен чугунный колпачок с резьбой для крепления на изоляторах шин или шинодержателей. В основании изолятора расположены

отверстия для его крепления к металлическим конструкциям, бетонной или кирпичной стене.

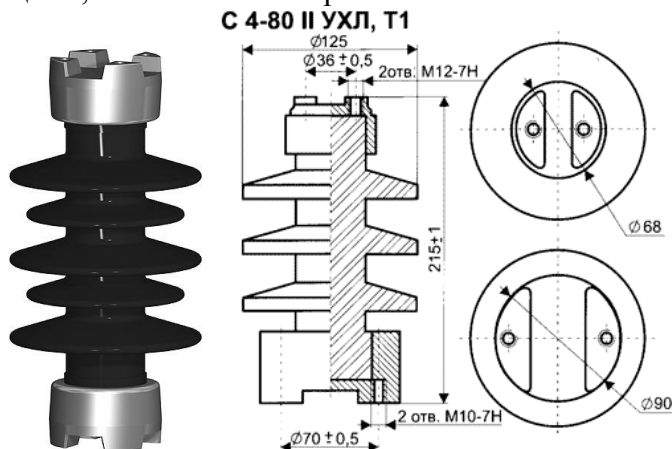


Рис. 2.2. Опорно-стержневой фарфоровый изолятор на напряжение 10 кВ

Опорно-стержневые изоляторы наружной установки отличаются большим количеством ребер, чем изоляторы внутренней установки. Ребра служат для увеличения длины пути утечки с целью повышения разрядных напряжений изоляторов под дождем и в условиях увлажненных загрязнений.

Для изготовления ребристой оболочки изолятора используется силиконовая композиция, обладающая высокой трекинг-эрозионной стойкостью, превосходной гидрофобностью, высокой стойкостью к воздействию факторам окружающей среды, хорошими технологическими свойствами.

Изоляторы на напряжение 35 – 110 кВ состоят из сплошного фарфорового стержня, армированного чугунными фланцами.

Маркировка опорно-стержневых изоляторов: ОНСУ-10-300; КО-10; ИОС-110-400; ОФ-35-75, где О –

опорный, Н – наружной установки, С – стержневой, К – колонковый, И – изолятор, У – усиленный по длине утечки тока; первые цифры – номинальное напряжение, кВ; вторые – минимальная разрушающая нагрузка на изгиб, даН.

Опорно-штыревые изоляторы (рис. 2.3) применяют для наружных установок в тех случаях, когда требуется высокая механическая прочность и опорно-стержневые изоляторы применяться не могут. Опорно-штыревой изолятор состоит из фарфоровой или стеклянной изолирующей детали, с которой при помощи цемента скрепляется металлическая арматура – штырь с фланцем и колпачок (шапка). Изолирующая деталь опорно-штыревых изоляторов на напряжения 6 – 10 кВ выполняется одноэлементной, а на напряжение 35 кВ – двух- или трехэлементной.

В установках напряжением 110 кВ и выше используются колонки, состоящие из нескольких установленных друг на друга опорно-штыревых изоляторов на напряжение 35 кВ.

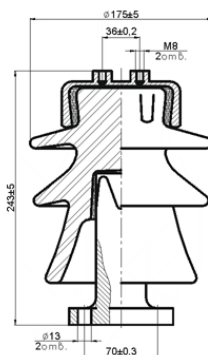


Рис. 2.3. Опорно-штыревой фарфоровый изолятор на напряжение 10 кВ

Маркировка опорно-штыревых изоляторов: ОНШ-10-500С; ОНШ-35-1000, где буквы и цифры означают:

О – опорный, Н – наружной установки, Ш – штыревой, С (после второй цифры) - стеклянный; первые цифры – номинальное напряжение, кВ; вторые – номинальное разрушающее усилие на изгиб, даН.

Штыревые линейные изоляторы на напряжение 6 – 10 кВ (рис. 2.4) состоят из фарфоровой или стеклянной изолирующей детали, в которую ввертывается металлический крюк или штырь. Крюк служит для закрепления изолятора на опоре. Провод укладывается в бороздки на верхней или боковой поверхности изолятора и крепится посредством проволоочной вязки или специальных зажимов. На напряжение 35 кВ изоляторы выполняются из двух склеенных между собой изолирующих деталей, что увеличивает их электрическую и механическую прочность.

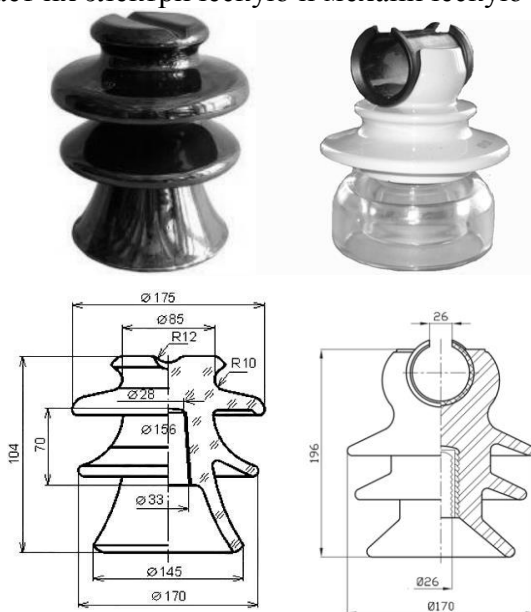


Рис. 2.4. Штыревой линейный изолятор на напряжение 10 кВ

Маркировка изоляторов ШФ 10 обозначает: штыревой, фарфоровый на напряжение 10 кВ. Буква «С» в обозначении (ШС) указывает на то, что изолятор стеклянный.

Подвесные изоляторы тарельчатого типа (рис. 2.5) широко применяются на воздушных линиях электропередачи 35 кВ и выше. Они состоят из изолирующей детали (стеклянной или фарфоровой), на которую при помощи цемента укрепляется металлическая арматура – шапка и стержень.

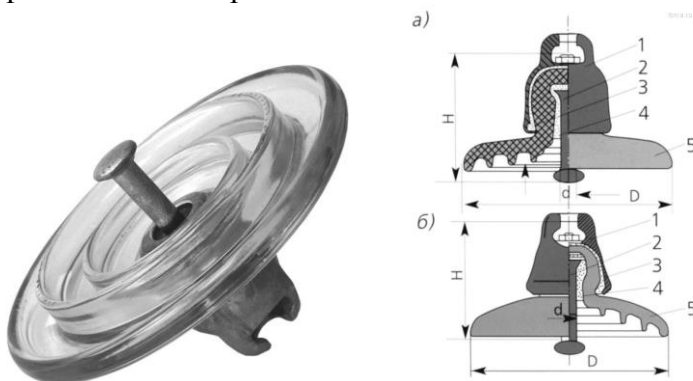


Рис.2.5 Подвесные изоляторы тарельчатого типа: а – фарфоровый; б- стеклянный; 1 – место крепления; 2 – стержень; 3 – металлическая арматура; 4 – цементный раствор; 5 – изолирующая деталь (стеклянная, фарфоровая)

Требуемый уровень выдерживаемых напряжений достигается соединением необходимого числа изоляторов в гирлянду. Число изоляторов в гирлянде для установок распространенного типа: 35 кВ – 3 шт., 110 кВ – 6-7 шт., 220 кВ – 12-14 шт и т.д. В электроустановках напряжением 110 кВ вместо гирлянды из изоляторов можно применить один подвесной стержневой изолятор типа СП-110,

который легче и дешевле гирлянд подвесных изоляторов. Однако их недостатком является большая трудность в обеспечении необходимых механических характеристик при их изготовлении.

Верхняя часть тарелки подвесного тарельчатого изолятора имеет гладкую поверхность, наклонённую под углом $5 - 10^0$ к горизонтали, что обеспечивает стекание воды во время дождя. Нижняя поверхность тарелки для увеличения длины пути утечки выполняется ребристой.

Наиболее частой причиной выхода изоляторов из строя является пробой фарфора (стекла) между шапкой и стержнем, однако механическая прочность изолятора при этом не нарушается и падения провода на землю не происходит. Это является существенным достоинством тарельчатых изоляторов. Маркировка ПС-16Б: П – подвесной, С – стеклянный, гарантированная механическая прочность 160 кН, индекс "Б" означает вид конструктивного исполнения изолятора. Электромеханическая прочность изолятора – это величина разрушающей механической силы при приложении к изолятору напряжения, равного 75 – 80% разрядного напряжения в сухом состоянии.

Подвесные стержневые изоляторы представляют собой стержень из изолирующего материала с выступающими на нем ребрами, армированный с обоих концов металлическими шапками. Как правило, эти изоляторы выполняются из электротехнического фарфора. Основным недостатком стержневых изоляторов является их невысокая механическая прочность и возможность полного разрушения с падением провода на землю. В последнее время начат выпуск стержневых полимерных изоляторов (рис. 2.6).

Изолятор ЛК 70/10-IV предназначен для использования в натяжных и поддерживающих подвесках линий электропередачи с наибольшим рабочим напряжением 12 кВ. По электрическим характеристикам

изолятор соответствует нормам, предъявляемым к двадцатикиловольтным изоляторам.

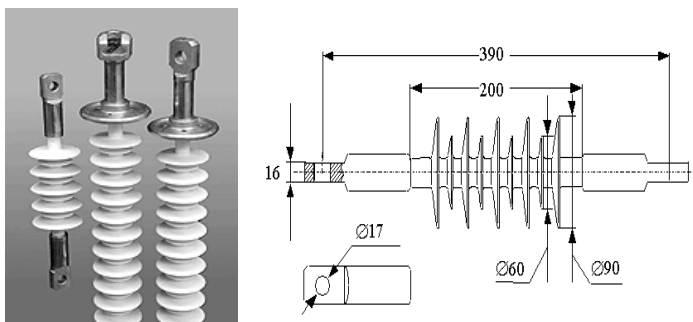


Рис. 2.6. Линейный подвесной стержневой изолятор ЛК 70/10-IV

Проходные изоляторы (рис. 2.7) применяются для изоляции токоведущих частей при прохождении их через стены, потолки и другие элементы конструкций распределительных устройств и аппаратов. Проходной изолятор состоит из полого фарфорового элемента, внутри которого проходит токоведущий стержень (шина), и фланца, служащего для механического крепления изолятора к конструкции, через которую осуществляется ввод напряжения. Проходные изоляторы, предназначенные для наружной установки, имеют более развитую поверхность той части изолятора, которая располагается вне помещения.

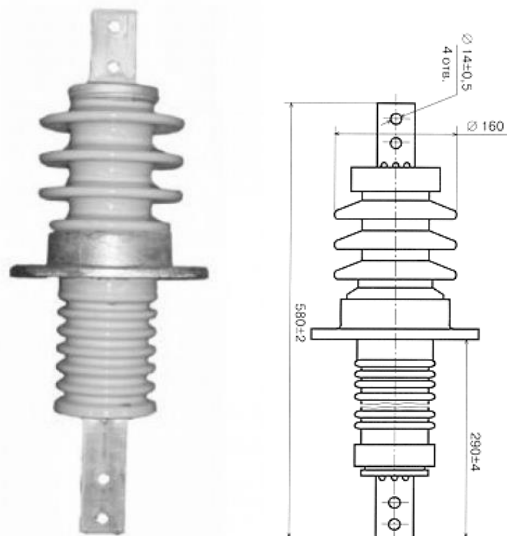


Рис. 2.7. Изолятор проходного типа ИП 10-120 02

Керамические проходные изоляторы на напряжение свыше 1000 В для проведения и изоляции токоведущих частей закрытых распределительных устройств электрических станций и подстанций, комплектных распределительных устройств, соединения с открытыми распределительными устройствами или линиями электропередачи на переменное напряжение свыше 1000 В частоты 100 Гц, а также для закрытых токопроводов. Изоляторы (2719) предназначены для изоляции токопровода от крышки цилиндра масляных выключателей типов ВМГ-133, ВМГ-10 и ВМГП-10.

Маркировка проходных изоляторов: ИП-10/10000-4250, ИП-35/1000-750, где И – изолятор, П – проходной; число в числителе – номинальное напряжение, кВ; в знаменателе – номинальный ток, А; последующие цифры (через дефис) – минимальное разрушающее усилие на изгиб, даН.

Кроме того, для крепления токоведущих частей аппаратов используются аппаратные изоляторы, которые изготавливаются преимущественно из фарфора.

Таким образом, все изоляторы по способу установки можно условно объединить в три группы: стационарные, линейные и аппаратные.

Условное обозначение типа изоляторов:

И — изолятор;

П — проходной;

У — усиленное исполнение внешней изоляции;

10,35 — номинальное напряжение, кВ;

400, 630, 1000-3150 — номинальный ток, А;

7,5; 30 — минимальная разрушающая сила на изгиб, кН;

I, II — вариант исполнения;

УХЛ, Т — климатическое исполнение;

1, 2, 3 — категория размещения.

КОНТРОЛЬНЫЕ ВОПРОСЫ

1. Достоинства и недостатки фарфоровых изоляторов.
2. Достоинства и недостатки стеклянных изоляторов.
3. Достоинства и недостатки полимерных изоляторов.
4. Что такое трекингостойкость изоляторов?
5. Дать характеристику и рассказать конструктивные особенности опорно-стержневых изоляторов.
6. Расшифровать ОНС-10-20-УХЛ1.
7. Рассказать о назначении ребер на теле опорно-стержневых изоляторов.

8. Какова конструкция опорно-штыревых изоляторов?

9. Расшифровать ОНШ-35-10УХЛ1.

10. Конструкция и назначение линейных изоляторов.

11. Конструкция и назначение проходных изоляторов.

12. Конструкция и назначение аппаратных изоляторов.

Практическое занятие 3

ПЛАВКИЕ ПРЕДОХРАНИТЕЛИ

ЦЕЛЬ РАБОТЫ: изучение конструкции и принципа работы предохранителей.

ПЛАН РАБОТЫ

1. Изучить и зарисовать схему предохранителей до 1000 В.

2. Изучить и зарисовать схему предохранителей свыше 1000 В.

3. Изучить и зарисовать ограничители ударного тока.

ОБЩИЕ СВЕДЕНИЯ

Предохранитель – коммутационный аппарат, предназначенный для защиты от перегрузок и коротких замыканий отдельных электрических установок и участков сети.

Принцип действия всех предохранителей основан на плавлении калиброванных плавких вставок при прохождении через них тока, большего номинального.

Плавление плавкой вставки сопровождается возникновением электрической дуги. По условиям гашения дуги их можно разделить на три основные группы: предохранители, гасящие электрическую дугу в воздухе, в газогенерирующей среде и мелкозернистом песчаном наполнителе.

Предохранители до 1000 В

Разборный предохранитель ПР-2 с плавкой вставкой 15...60 А (рис. 3.1, а) и 100-1000 А (рис. 3.1, б). Предельные токи отключения – 1200...2000 А.

Патрон предохранителя состоит из толстостенной фибровой трубки 1, на концах которой плотно укреплены латунные кольца 2. На кольца накручиваются латунные колпачки 3, закрепляющие плавкую вставку 5, которая закрепляется на предохранителях до 60 А с помощью шайб 6, а в предохранителях свыше 100 А к контактным ножам 4.

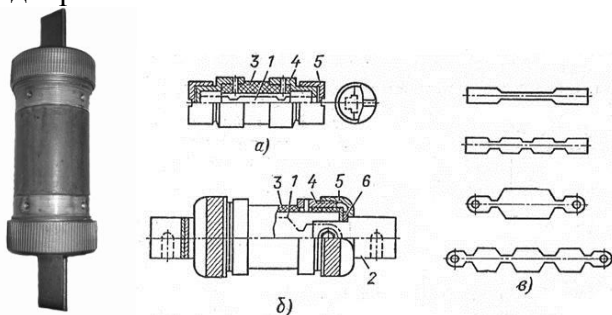


Рис. 3.1. Предохранитель ПР-2 на токи: а – 15...60 А; б – 100...1000А; в – плавкая вставка; 1 – плавкая вставка; 2 - контактный нож; 3 – фибровая трубка; 4 – латунные кольца; 5 – латунные колпачки; 6 – шайба

Плавкая вставка предохранителя выполнена из листового цинка различной конфигурации и имеет перешейки, облегчающие гашение дуги при токах

короткого замыкания (рис. 3.1, в). Гашению дуги способствует выделение газов фибровой трубки, которые, поступая в ствол дуги, деионизируют его и создают повышенное давление в патроне. При токах короткого замыкания в патроне развивается значительное давление.

Предохранитель с наполнителем ПН-2 на номинальные токи 100...1000 А, предельный ток отключения – 50 кА. Предохранитель (рис. 3.2) состоит из глазурованного фарфорового патрона, заполненного кварцевым песком (наполнителем), и плавкой вставки, прикрепленной точечной сваркой к контактным ножам. С торцов патрон закрывается крышками с асбестовой прокладкой.

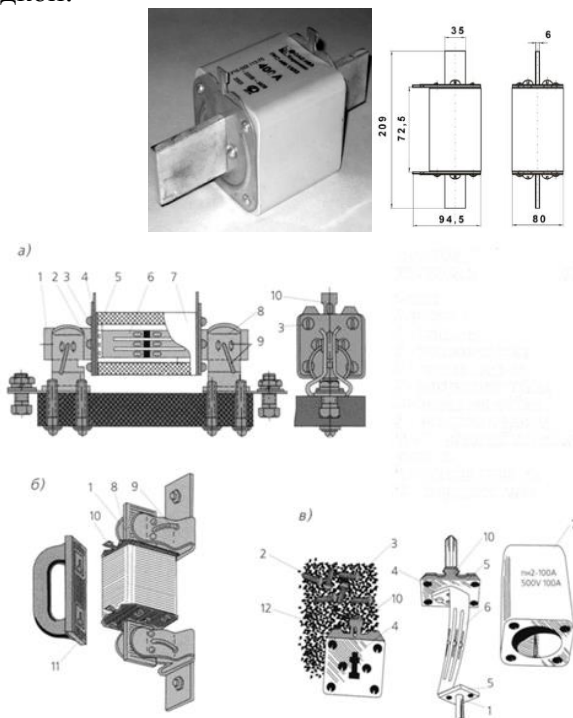


Рис. 3.2. Предохранитель ПН-2: 1- нож; 2, 3 – винты;

4 – пластина; 5 – крепежный диск; 6 – плавкая вставка; 7 – фарфоровая трубка; 8 – контактная стойка; 9 – кольцевая пружина; 10 – Т-образный выступ для рукоятки; 11 – съемная рукоятка; 12 – кварцевый песок

Наполнитель – кварцевый песок с содержанием кварца не менее 98%, с диаметром зерен 0,2...0,3 мм, обработанный двухпроцентным раствором соляной кислоты, промытый и прокаленный при температуре 120–180°C. Вместо кварца может быть применен мел, иногда его смешивают с асбестовым волокном. При гашении дуги мел разлагается с выделением углекислого газа CO_2 и CaO – тугоплавкого материала. Реакция происходит с поглощением энергии, что способствует гашению дуги.

В насыпных предохранителях вместо фарфоровых трубок могут применяться трубки из стеклоткани, пропитанной теплостойкими лаками, из стеатита или литые из пластмасс или изоляционных смол.

Плавкая вставка представляет собой узкие медные ленты толщиной 0,15...0,35 мм, шириной до 4 мм с просечками длиной не менее 6 мм, уменьшающими сечение вставки в два раза. В середине каждой ленты на широкой части находится оловянный шарик, служащий для создания «металлургического эффекта» - способности плавления тугоплавкого материала (меди) в более легкоплавком (олове), при этом температура не превышает 475°C. Это делает защитную характеристику предохранителя (рис. 3.3, а) более прямолинейной при малых кратностях тока.

Наполнитель охлаждает газы, снижает давление внутри патрона, деионизирует ствол дуги при срабатывании предохранителя.

В настоящее время освоен выпуск предохранителя

серии ПП-31 – насыпной, неразборный, на номинальные токи 32...1000 А, предельный ток отключения не менее 1000 А с более пологой защитной характеристикой (рис. 3.3.б). Все токоведущие части предохранителя, в том числе плавкая вставка, выполнены из алюминия.

Предохранители серии ПП-17 на токи 500...1000 А, напряжение переменного тока 380 В. Предельная отключающая способность 100...120 кА. Предохранитель состоит из плавкого элемента, помещенного в керамический корпус, заполненный кварцевым песком, указателя срабатывания и свободного контакта. При расплавлении плавкого элемента предохранителя перегорает плавкий элемент указателя срабатывания, освобождая взведенный при сборке указателя боек, который переключает свободный контакт. Последний замыкает цепь сигнализации положения предохранителя.

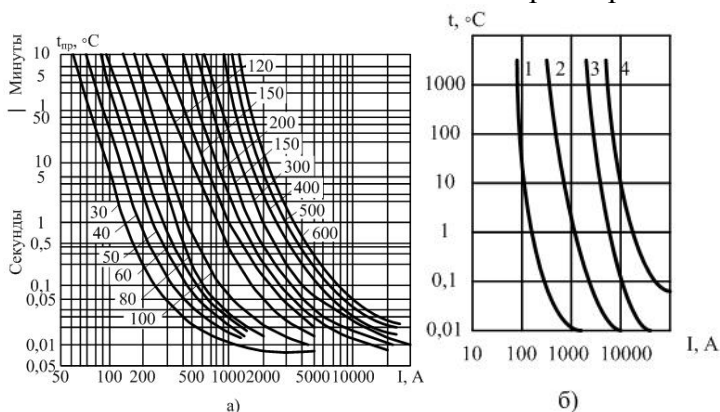


Рис. 3.3. Защитные характеристики предохранителя:
а – ПН-2; б – ПП-31

Предохранители ПР, ПН и ПП обладают токоограничивающими действиями, так как в них плавкие вставки перегорают раньше, чем ток короткого замыкания достигнет установившегося значения. Эти предохранители

называются токоограничивающими.

Предохранители на напряжение выше 1000 В

Кварцевые токоограничивающие предохранители серии ПКТ(ПК) для закрытых и открытых электроустановок напряжением 3, 6, 10 и 35 кВ с плавкими вставками выпускаются на номинальные токи 400, 300, 200 А и 40 кА соответственно. Номинальный ток отключения зависит от напряжения электроустановки и изменяется от 40 кА (на напряжение 3 кВ) до 8 кА (на напряжение 35 кВ). Эти предохранители обладают токоограничивающим эффектом, полное время отключения при коротком замыкании $t_{откл} = 0,005 \dots 0,007$ с. Патрон предохранителя (рис. 2.4, а, б) состоит из стеклянной или фарфоровой трубки 3, плотно закрытой латунным колпачком 2 с напаянной сверху крышкой 1.

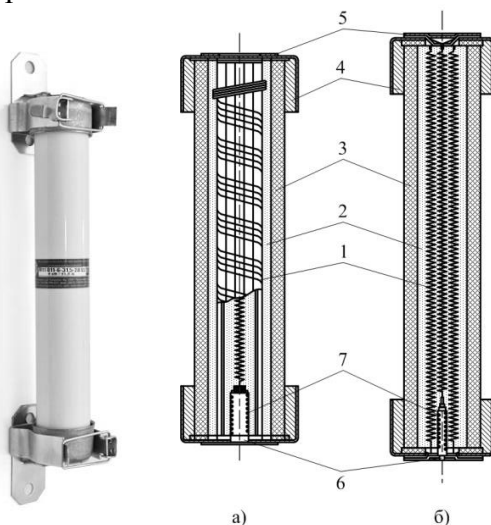


Рис. 3.4. Предохранитель ПКТ: а - на ток до 7,5 А; б - на ток более 7,5 А; в - защитная характеристика. 1 - торцевая крышка; 2 - латунный колпачок; 3 - фарфоровая (стеклянная) трубка; 4 - наполнитель; 5 -

шарики из олова; 6 - плавкая вставка; 7 - указатель срабатывания

Для улучшения гашения дуги патрон заполнен кварцевым песком (наполнителем). Плавкие вставки 6, в зависимости от номинального тока, выполняют из нескольких посеребренных медных проволочек разного сечения, свободно размещенных в трубке. Длина плавкой вставки ℓ , мм при этом составляет

$$\ell = 160 + 70 \cdot U_{\text{ном}}.$$

где $U_{\text{ном}}$ – номинальное напряжение, кВ.

Для уменьшения температуры плавления плавкой вставки использован "металлургический эффект". Срабатывание предохранителя определяется по указателю срабатывания 7, который выбрасывается пружиной из трубки после перегорания стальной вставки, нормально удерживающей пружину в подтянутом состоянии. Стальная вставка перегорает после рабочих вставок, когда по ней проходит весь ток. Быстрое гашение дуги в узких каналах между зернами кварца приводит к перенапряжениям, опасным для изоляции установки. Для снижения перенапряжений искусственно затягивают гашение дуги, применяя плавкие вставки разного сечения по длине или плавкие вставки с шаровыми промежутками, включенные параллельно основным рабочим вставкам. В предохранителях последней конструкции сначала расплавляется рабочая вставка, при возникновении перенапряжений пробивается шаровой промежуток вспомогательной вставки, которая также перегорает. Суммарное время срабатывания предохранителя при больших кратностях токов не превышает 0,008 с.

Предохранитель ПКН служит для защиты трансформаторов напряжения. Плавкая вставка выполнена из константовой проволоки, намотанной на керамический

сердечник. Указатель срабатывания отсутствует. Благодаря малому сечению плавкой вставки предохранители ПKN создают значительный токоограничивающий эффект.

Газогенерирующие предохранители ПВТ (ПСН - стреляющие). Основной частью предохранителя является газогенерирующая трубка (рис. 3.5, б), внутри которой расположен гибкий проводник, соединенный с плавкой вставкой и контактным наконечником. Головка патрона предохранителя зажата специальным держателем на изоляторе (рис. 3.5, а). На нижнем изоляторе на оси укреплен контактный нож со спиральной пружиной. Нож охватывает шейку контактного наконечника. При коротком замыкании и перегорании плавкой вставки (заменяемого элемента) под действием пружины нож поворачивается и выбрасывает гибкий проводник. Дуга, образовавшаяся после перегорания вставки, затягивается в трубки и дутьевой патрон, где интенсивно выделяется газ, создается продольно-поперечное дутье, гасящее дугу. Гашение дуги сопровождается выбросом раскаленных газов и мощным звуковым эффектом - выстрелом. В связи с этим предохранители ПВТ устанавливаются в открытых РУ таким образом, чтобы в зоне выхлопа не было электрических аппаратов. В процессе отключения длина дуги увеличивается по мере выброса гибкой связи, поэтому перенапряжений не возникает.

Предохранители ПВТ применяются для защиты силовых трансформаторов от токов короткого замыкания, но не защищают от других видов повреждений.

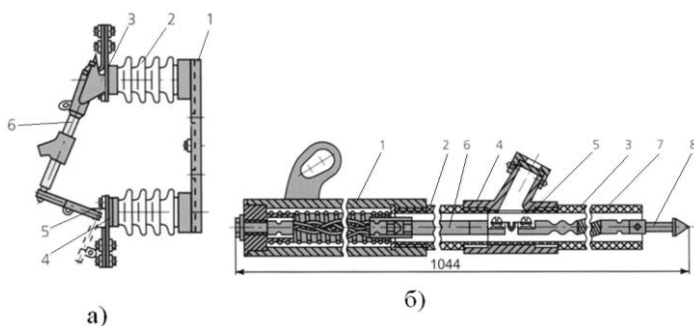


Рис. 3.5. Предохранитель ПВТ-35: а – общий вид: 1 – основание; 2 – опорный изолятор; 3 – верхняя головка; 4 – нижняя головка; 5 – контактный нож; 6 – патрон. б – патрон: 1 – корпус; 2, 3 – винипластовые трубки; 4 – стальной патрубок; 5 – плавкая вставка; 6 – токоведущий стержень; 7 – гибкий проводник; 8 – наконечник

Ограничители ударного тока (ОУТ) - это сверхбыстродействующие коммутационные аппараты взрывного действия на большие номинальные токи для установок напряжением 6...35 кВ. Ограничитель ударного тока, изображенный на рисунке 3.6, а, имеет коммутационное устройство 2 с проводником, рассчитанным на длительное протекание тока (1000...4500 А).

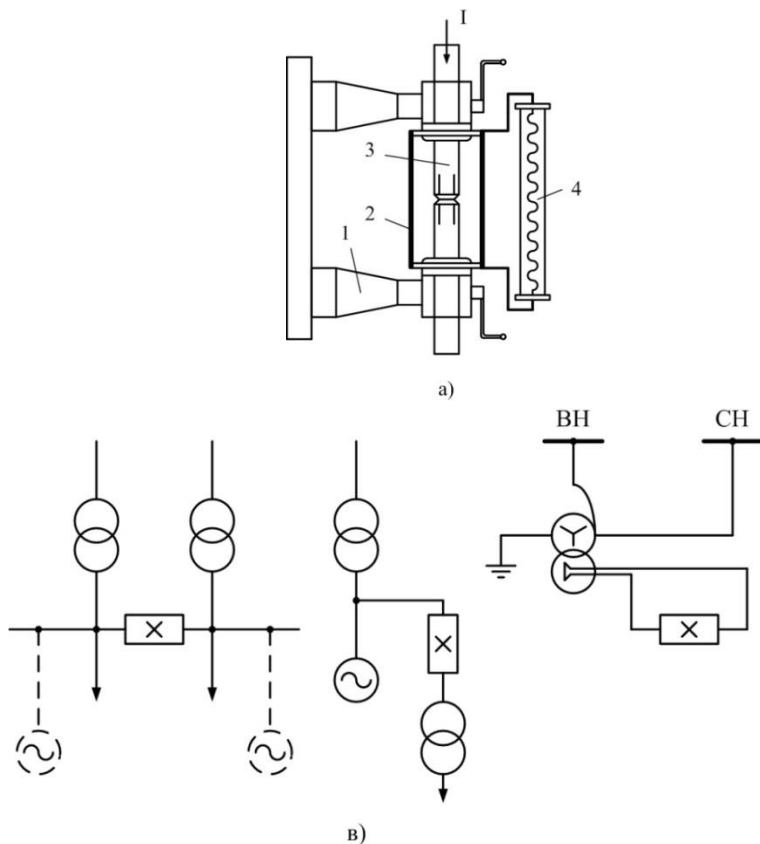


Рис. 3.6. Ограничитель ударного тока: а - конструктивная схема: 1 - изолятор; 2 - коммутационный аппарат; 3 - токоведущий проводник с пиропатроном; 4 - предохранитель. в - схемы включения

В токоведущий проводник встроен пиропатрон с капсулем-детонатором. При коротком замыкании электронное устройство (блок управления БУ) (рис. 3.6, в) реагирует на скорость изменения тока di/dt , затем разрядное устройство через разделительный трансформатор ИТ

воздействует на капсюль-детонатор, происходит взрыв пиропатрона и основная цепь оказывается разомкнутой за 0,1 мс. После этого ток проходит по вспомогательной цепи через предохранитель 4, который обеспечивает окончательный разрыв цепи. Полное время работы ограничителя ударного тока не превышает 5 мс, поэтому ток короткого замыкания в цепи не достигает значения мгновенного ударного тока (i_y). Таким образом, здесь используется тот же токоограничивающий эффект, что и в некоторых конструкциях предохранителей, но в отличие от предохранителей ОУТ устанавливаются в цепях высокого напряжения с большими номинальными токами.

После срабатывания ОУТ необходима замена токоведущего проводника и предохранителя. Применение ОУТ позволяет ограничить токи короткого замыкания и, следовательно, облегчить аппаратуру и токоведущие части электроустановок.

КОНТРОЛЬНЫЕ ВОПРОСЫ

1. Какие функции выполняют предохранители?
2. В каких целях используется в предохранителях "металлургический эффект"?
3. В чем заключается сущность токоограничивающего эффекта?
4. В чем сущность автогазового гашения дуги?
5. Что собой представляет наполнитель?
6. Чем конструктивно отличаются предохранители ПКТ и ПКН?
7. Какую роль выполняет биметаллическая мембрана в предохранителе УПКТ?
8. Назначение ограничителя ударного тока.

Практическое занятие 4

РАЗЪЕДИНИТЕЛИ И ПРИВОДЫ К РАЗЪЕДИНИТЕЛЯМ

ЦЕЛЬ РАБОТЫ: изучение конструкции разъединителей и приводов для их оперативного управления.

ПЛАН РАБОТЫ

1. Изучить разъединители внутренней установки.
2. Изучить разъединители наружной установки.
3. Изучить приводы для разъединителей

ОБЩИЕ СВЕДЕНИЯ

Разъединители (рис. 4.1) являются простейшими коммутационными аппаратами, используемыми на электрических станциях и подстанциях, и предназначены для включения и отключения электрических цепей высокого напряжения при отсутствии токов нагрузки и создания в них видимого разрыва. Контактная система разъединителей не имеет дугогасительных устройств, поэтому при ошибочном отключении нагрузки возникает устойчивая дуга, которая приводит к повреждению оборудования и несчастным случаям с обслуживающим персоналом.

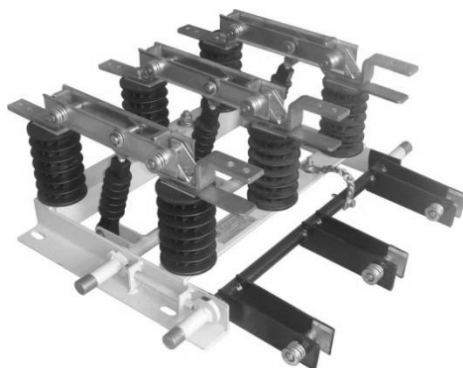


Рис. 4.1. Общий вид разъединителя

В этой связи необходимым требованием при работе с разъединителями является следующее: прежде чем оперировать разъединителем, электрическая цепь должна быть разомкнута с помощью выключателя!

Однако в некоторых случаях допускается отключение и включение трехполюсными разъединителями при напряжении 10 кВ и ниже нагрузочного тока линий до 15 А. Указанная операция допускается при включении и отключении нейтрали трансформаторов и дугогасительных катушек при отсутствии в сети замыканий на землю. Вместе с разъединителями используют высоковольтные предохранители, которые защищают установку от токов короткого замыкания.

Несмотря на многообразие разъединителей, к ним предъявляются следующие требования:

- разъединитель должен создавать видимый разрыв цепи;
- должен быть электродинамически и термически устойчивым;
- должен допускать четкое включение и отключение при экстремальных условиях работы (обледенение, снег, дождь, ветер);
- должен иметь наиболее простую

конструкцию, удобную для монтажа и эксплуатации.

Классифицируются разъединители по следующим признакам:

- по числу полюсов – одно- и трехполюсные;
- по конструкции – рубящего, поворотного, катящегося, пантографического и подвесного типа;
- по способу установки – с вертикальным и горизонтальным расположением ножей;
- по роду установки – для внутренних и наружных установок.

Разъединители для внутренней установки

Для внутренней установки применяются однополюсные (РВО) или трёхполюсные (РВ, РВК и др.) разъединители. Трёхполюсные разъединители могут выполняться на общей раме или на отдельных рамах для каждого полюса. Отдельные полюсы объединяются общим приводным валом.

На токи до 1000 А нож разъединителя выполняется из двух медных полос, на большие токи применяются ножи из трех-четырех полос. В разъединителях рубящего типа (рис. 4.2) нож вращается вокруг одного из неподвижных контактов. Движение ножу передается от вала через фарфоровые тяги. Необходимое давление в контактах создается пружинами. Включение и отключение главных ножей осуществляется электродвигательным приводом, позволяющим производить эти операции дистанционно.

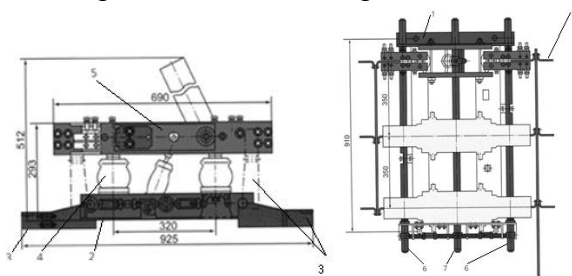


Рис. 4.2. Разъединители рубящего типа для внутренней установки с двумя заземляющими ножами РВРЗ-2-10/2000 : 1 - рама; 2 - механическая блокировка основных и заземляющих ножей; 3 - заземляющий нож; 4 - опорный изолятор; 5 - главные ножи разъединителя; 6 - вал заземляющих ножей; 7 - вал главных ножей

Во включенном и отключенном положениях разъединитель надежно фиксируется системой рычагов привода, чтобы исключить самопроизвольное отключение или включение.

Разъединители выбирают по номинальному напряжению и току, роду установки и проверяют на термическую и динамическую стойкость токам короткого замыкания.

Включение и отключение главных ножей осуществляется электродвигательным приводом, позволяющим производить эти операции дистанционно. Во включенном и отключенном положениях разъединитель надежно фиксируется системой рычагов привода, чтобы исключить самопроизвольное отключение или включение.

Разъединители выбирают по номинальному напряжению и току, роду установки и проверяют на термическую и динамическую стойкость токам короткого замыкания.

Разъединители для наружной установки

Разъединители, устанавливаемые в открытых распределительных устройствах, должны обладать соответствующей изоляцией и надежно выполнять свои функции в неблагоприятных условиях окружающей среды. Предназначены:

- для отключения и включения под напряжением участков электрической цепи высокого напряжения при отсутствии нагрузочного тока и для изменения схемы соединения;

- для обеспечения безопасного производства работ на отключенном участке;

- для включения и отключения зарядных токов воздушных и кабельных линий, холостого тока трансформаторов и токов небольших нагрузок.

Разъединители рубящего типа

Разъединитель (рис. 4.3) имеет два заземляющих ножа, привод главных ножей – электродвигательный (ПДН), а у заземляющих ножей – ручной. Недостатком этого разъединителя является его большие габариты, что усложняет его монтаж и эксплуатацию. Кроме того, в случае обледенения для разрушения корки льда ножу разъединителя необходимо сообщать поступательно-вращательное движение, чем усложняется кинематика привода.



Рис.4.3. Разъединитель рубящего типа

Разъединители горизонтально – поворотного типа

Разъединители (рис. 4.4) выпускаются на напряжение 10 – 750 кВ. В этих аппаратах главный нож состоит из двух частей, как и у разъединителей рубящего типа, но эти части перемещаются в горизонтальной плоскости при повороте колонок изоляторов, на которых закреплены. Один полюс является ведущим, к нему присоединен привод. Движение к двум другим полюсам (ведомым) передается тягами. Эти разъединители могут иметь один или два заземляющих ножа. Контактная часть разъединителя состоит из ламелей, укрепленных на конце одного ножа, и контактной поверхности на конце другого ножа. При включении нож входит между ламелями. Давление в контакте создается пружинами. Достоинством этих аппаратов является их значительно меньшие габариты и более простой механизм управления. Кроме того, в случае обледенения, при отключении нож разъединителя как бы «ломается» на две части, поэтому значительно облегчается работа привода.

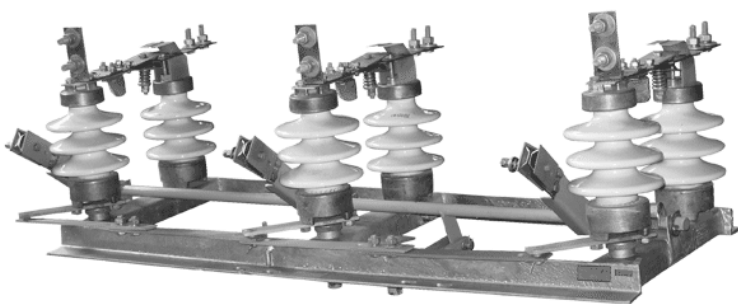


Рис. 4.4. Разъединитель горизонтально-поворотного типа

Пантографические разъединители

Пантографические разъединители (рис. 4.5) со складывающимися ножами имеют очень сложную конструкцию. В нашей стране распространение не получили.



Рис. 4.5. Разъединитель пантографического типа

Маркировка разъединителей: Р – разъединитель (если Р не стоит в начале, то Р – рубящего типа); В – внутренней установки (если В стоит второй буквой, если третьей, например РНВ, то В – вертикально-поворотный); Н – наружной установки; К – коробчатого профиля; Ф – фигурное исполнение; З – с заземляющими ножами; У – или усиленный, или для работы в умеренном климате (если буква У стоит перед последней цифрой); П – с поступательным движением главных ножей (разъединители серии РВП) или подвесной (разъединители серий РП и РПД); Т – телескопический (серия РТЗ) или для районов с тропическим климатом; ХЛ – для районов с холодным климатом; цифры 1 и 2, стоящие после точки или после первого дефиса, обозначают число заземляющих

ножей; числа перед дробной чертой (а у разъединителей 1 серии РП и РПД – после первого дефиса) и за дробной чертой – соответственно номинальное напряжение, кВ и номинальный ток, А; цифры 1 и 2 перед дробной чертой у разъединителей серии РП и РПД – соответственно с прямой тросовой системой управления и с Г-образной тросовой системой управления; цифры 1 и 3 на конце – категория размещения (1 – на открытом воздухе, 3 – в закрытых помещениях с естественной вентиляцией); цифры I, II, IV в обозначении разъединителей серии РВФ и РВФЗ показывают, что проходные изоляторы установлены соответственно со стороны шарнирных контактов, разъемных контактов и с двух сторон.

ЗОН – заземляющий однополюсный разъединитель для заземления нейтралей трансформаторов.

Некоторые типы разъединителей приведены на рисунках 4.6...4.11.

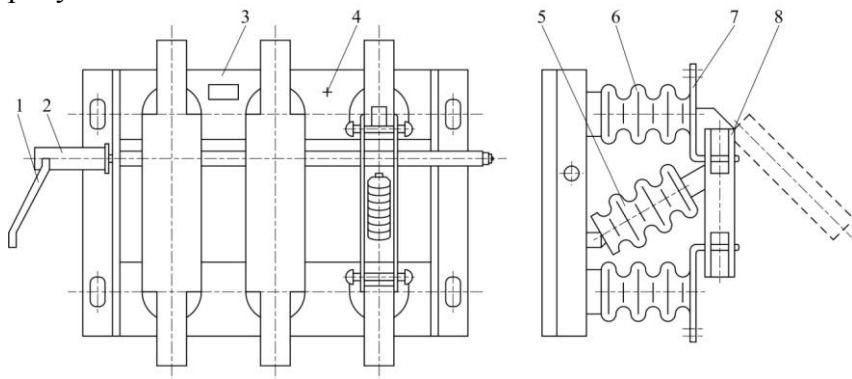


Рис. 4.6. Разъединитель трехполюсный серии РВ: 1 - рычаг, 2 - вал, 3 - рама, 4 - болт заземления, 5 - тяга изоляционная, 6 - изолятор опорный, 7 - контакт, 8 - нож контактный

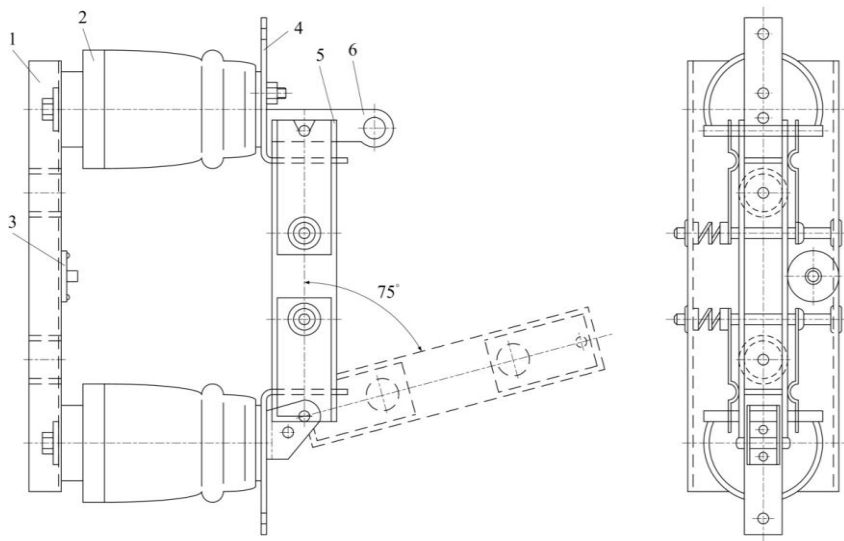


Рис. 4.7. Разъединитель однополюсный серии РВО:1
 - цоколь, 2 - изолятор опорный,
 3 - болт заземления, 4 - контакт, 5 -
 нож контактный, 6 – зацеп

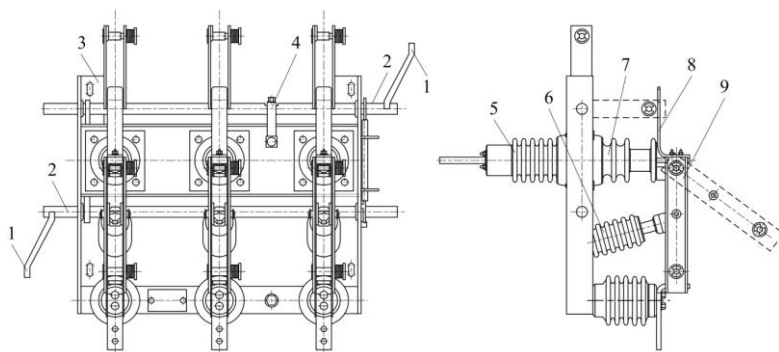


Рис. 4.8. Разъединитель трехполюсный серии РВФ:1
 - рычаг, 2 - вал, 3 - рама, 4 - болт
 заземления, 5 - изолятор проходной, 6 -

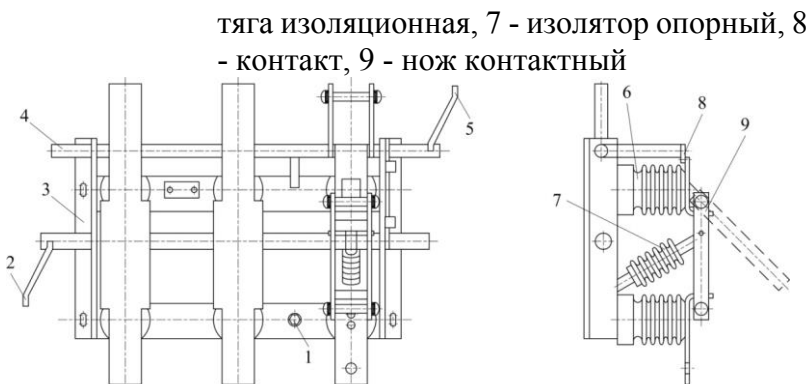


Рис. 4.9. Разъединитель трехполюсный серии РВЗ: 1 - болт заземления, 2 - рычаг, 3 - рама, 4 - вал заземления, 5 - рычаг, 6 - изолятор опорный, 7 - тяга изоляционная, 8 - контакт, 9 - нож контактный

КОНТРОЛЬНЫЕ ВОПРОСЫ

1. Какой аппарат называется разъединителем и для чего он предназначен?
2. Как классифицируются разъединители?
3. Каким образом осуществляется управление разъединителями?
4. Назовите типы приводов для управления разъединителями.
5. Какое условие необходимо соблюдать при работе с разъединителем?
6. Какие требования предъявляются к разъединителям?
7. Какова величина тока нагрузки, при которой можно производить включения и отключения разъединителем?

8. Дайте характеристику разъединителям внутренней установки и приведите их основные типы.
9. Дать характеристику разъединителям наружной установки.
10. Произведите расшифровку следующих типов разъединителей:
РПД-500Б-2-/3200УХЛ1; РНДЗ-2-132/1250 Т1; РОН-10К/5000У2;
РЛНДА-1-10/200У1; РВРЗ-III-2-10/2000 УЗ; РВФ-6/1000 II-III2.

Практическое занятие 5

ВЫКЛЮЧАТЕЛИ НАГРУЗКИ

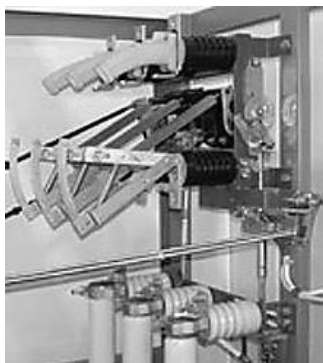
ЦЕЛЬ РАБОТЫ: изучение конструкции и принципа работы автогазовых и вакуумных выключателей нагрузки.

ПЛАН РАБОТЫ

1. Изучить автогазовые выключатели нагрузки.
2. Изучить вакуумные выключатели нагрузки.

ОБЩИЕ СВЕДЕНИЯ

Выключатель нагрузки (рис. 5.1) - коммутационный аппарат, предназначенный для отключения и включения токов нагрузки в нормальном режиме.



а)



б)

Рис. 5.1. Выключатель нагрузки: а – автогазовый; б – вакуумный

Выключатели нагрузки серии ВН - переменного тока предназначены для работы в шкафах комплектных распределительных устройств (КРУ), камерах стационарных одностороннего обслуживания (КСО) и шкафах комплектных трансформаторных подстанций (КТП), внутренней установки напряжением 10 кВ для систем с заземленной или изолированной нейтралью.

Выключатели нагрузки с ручным приводом серии ВНР на номинальные токи до 400 А, с пружинным приводом серии ВНП - до 630 А. Выключатели нагрузки, снабженные высоковольтными предохранителями типа ПКТ, предназначены для защиты электрических сетей от токов короткого замыкания.

Выключатели нагрузки серии ВН относятся к автогазовым выключателям. Принцип действия выключателя основан на гашении дуги потоком газов, образующихся в дугогасительной камере, изготовленной из пластмассы с вкладышем из органического стекла. Возникающая при отключении дуга воздействует на стенки вкладыша и, вследствие разложения органического стекла,

вызывает интенсивное газообразование, Выделяемый газ, обладающий хорошими дугогасительными свойствами (содержание 60...70% водорода), создает в канале дугогасительной камеры повышенное давление, способствующее быстрому гашению дуги.

Автогазовые выключатели нагрузки выпускаются двух серий: серия ВНР - с ручным приводом и серия ВНП - с пружинным приводом. По конструктивному исполнению обе серии идентичны:

- без предохранителей и ножей заземления - ВНП(Р)-10/630-20УЗ;

- без предохранителей, имеющие ножи заземления, расположенные снизу или сверху рамы выключателя - ВНП(Р)-10/630-204УЗ;

- с предохранителями и ножами заземления, расположенными за предохранителями - ВНП(Р)-10/630-20_{зп}УЗ;

- с предохранителями и ножами заземления, снабжен дополнительно устройством КСА для подачи команды на отключение выключателя при перегорании предохранителя - ВНП(Р)-10/630-20_{зп}ЗУЗ.

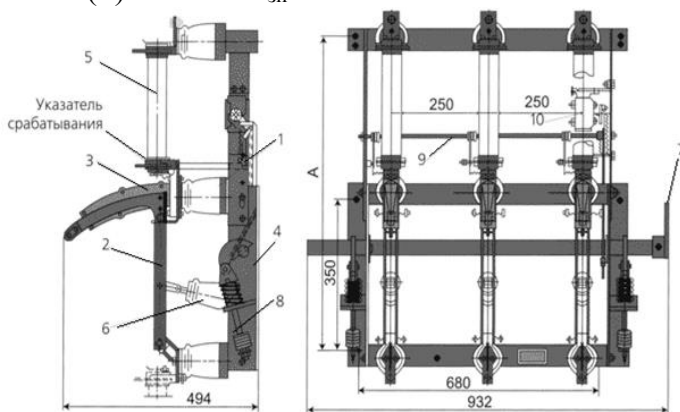


Рис.5.2. Выключатель нагрузки ВНП-10/630_зУЗ: 1 - опорный изолятор; 2 - нож; 3 -

дугогасительное устройство; 4 -
 фарфоровая тяга; 5 - патрон
 предохранителя; 6 - отключающая
 пружина; 7 - рычаг для присоединения к
 приводу; 8 - опорная рама выключателя
 нагрузки; 9 - устройство,
 отключающее выключатель при
 перегорании предохранителя на любом из
 трех полюсов; 10 -
 отключающий электромагнит

Выключатель нагрузки ВНП-10 (рис.5.2) состоит из
 рамы с валом, на которой установлены опорные изоляторы.
 На нижних изоляторах крепятся шарнирно главные
 подвижные контакты совместно с подвижными
 дугогасительными контактами, на верхних - главные и
 дугогасительные контакты и дугогасительная камера.
 Движение от рычагов вала к контактным ножам передается
 при помощи изоляционных тяг. Для отключения
 выключателя установлены две пружины: отключающая и
 демпферная, а для смягчения ударов при отключении
 установлен резиновый буфер. Дугогасительные камеры, в
 которых размыкаются контакты имеют вкладыши из
 органического стекла. Выключатель снабжен встроенным
 пружинным приводом, содержащим вал взвода, две
 пружины растяжения (включающие пружины) и блок
 управления. Вал имеет кулачок, воздействующий через
 толкатель на вал выключателя; С наружной стороны к валу
 закреплен храповой механизм заводки для ручного
 взведения пружин привода. Блок управления имеет
 электромагниты управления приводом, кнопки "Вкл",
 "Откл", механические указатели положения выключателя и
 привода с надписями, указывающими: включенное
 положение - "Вкл" и отключенное положение - "Откл",

заведенное или незаведенное положение пружины привода - "Гот" или "неГот", а также переключатель местного или дистанционного управления - "М" или "Д". Заземляющие ножи выключателя закреплены на валу, на котором с внешней стороны установлен фиксатор, подпружиненный пружиной. Управление заземляющими ножами производится съёмной рукояткой. Заземляющий вал снабжен механической блокировкой с включающим валом, обеспечивающей невозможность включения заземляющих ножей при включенном положении выключателя, а также при взведенном приводе.

Управление выключателем осуществляется:

- вручную с помощью съёмной рукоятки. Переключатель управления устанавливается в положение "М" - местное управление, с помощью рукоятки взвести пружины, нажать кнопку "Вкл"; отключение -нажатием кнопки - "Откл";

- дистанционное управление - на месте установки или с диспетчерского пульта управления по принципиальной схеме (рис. 5.3).

Порядок операций. Переключатель QS3 устанавливается в положение "Д" - дистанционное управление. После взвода пружины выключателем SB 1 с пульта оператора подается команда на включение ВНП - подается напряжение на электромагнит включения УАС. Отключение осуществляется подачей напряжения на электромагнит отключения УАТ выключателем SB 2.

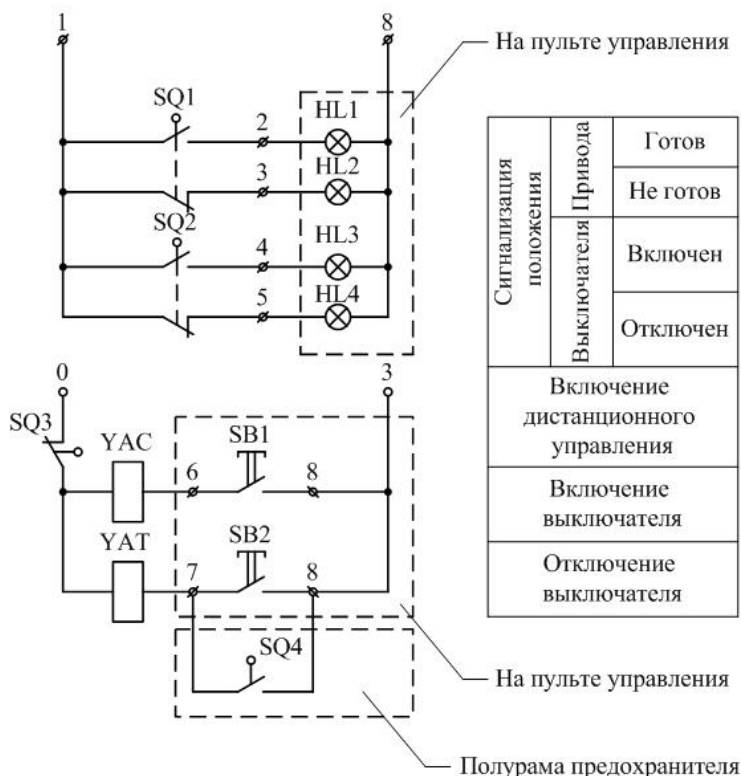


Рис. 5.3. Схема электрическая принципиальная; дистанционное управление выключателем: SB1 и SB 2 - выключатели включения и отключения на пульте оператора; SQ1 и SQ2 - микровыключатели, комплектуются с ВНП; YAC и YAT - электромагниты включения и отключения, комплектуются с ВНП; SQ3 - переключатель режима управления - комплектуются с ВНП; SQ4 - микровыключатель отключения ВНП при перегорании предохранителей,

комплектуется с ВНП

Выключатели ВНП-10/630-20зп3У3, снабженные устройством для подачи команды на отключение выключателя при перегорании предохранителя, снабжены дополнительно микровыключателем SQ4, включаемым в электрическую схему параллельно выключателю отключения SB 2 в цепи электромагнита отключения УАТ.

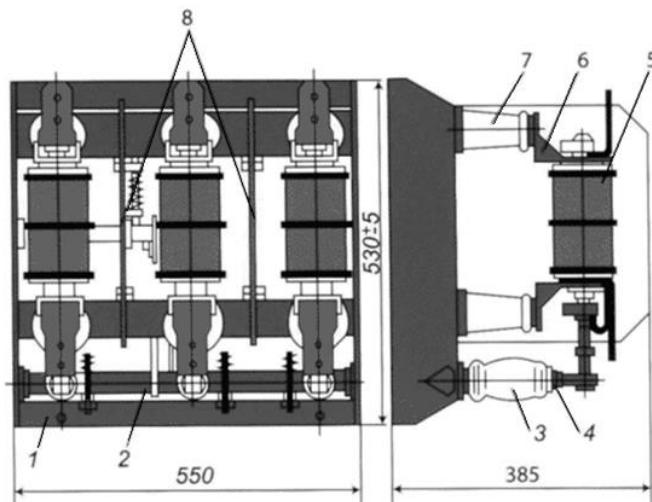


Рис. 5.4. Вакуумный выключатель ВНП-10: 1 - рама; 2 - вал выключателя; 3 - изолятор - рычаг; 4 - тяга; 5 - дугогасительная камера; 6 - кронштейн; 7 - опорный изолятор; 8 - изоляционные перегородки

Вакуумный выключатель нагрузки ВНВП- 10/320-2У2 со встроенным электромагнитным приводом монтируется в КРУ и применяется для коммутационных операций в трехфазных цепях напряжения 6 - 10 кВ и током до 320 А.

Вакуумный выключатель ВНВП-10 представляет

собой стальной каркас 1, вверху и внизу которого установлены по шесть опорных изоляторов 7. На них установлены разъемные контакты и три вакуумных дугогасительных камеры 5 типа КДВ-21, соединенных с шинопроводами. На каркасе смонтированы электрическая и механическая части приводного устройства и блок-контакты.



Рис. 5.5. Дугогасительная камера вакуумного выключателя: а – внешний вид; б – разрез; 1- неподвижный контакт; 2- внешний виток; 3-керамический цилиндр; 4-экран (коммутационная камера); 5-металлический сильфон; 6- фланец; 7-направляющая подвижного контакта; 8-подвижный контакт

Неподвижный 1 и подвижный 8 контакты (рис. 5.5, б) подключаются к внешним токовым выводам. При расхождении контактов в вакуумной камере возникает электрическая дуга, представляющая собой проводящую среду из паров металла контактов. Гашение дуги происходит в вакуумной дугогасительной камере (ВДК) состоящей из коммутационной камеры 4, установленной внутри керамического цилиндра 3. Неподвижный контакт жестко через опорный изолятор присоединяется к корпусу

выключателя, а подвижный контакт - к приводу выключателя. Ход подвижного контакта в вакуумной камере обусловлен наличием металлического сильфона 5 и составляет 8 мм.

После расхождения контактов электрическая дуга гасится при первом переходе тока через ноль. Пары металла, образованные электрической дугой коммутируемого тока, конденсируются на поверхности контактов в течение нескольких микросекунд после погасания дуги, теряя при этом свои токопроводящие свойства. Пары металлов в очень малом количестве конденсируются на поверхности коммутационной камеры 4, которая защищает керамические изоляторы 3 от напыления проводящим металлическим слоем, сохраняя их изоляционные свойства.

КОНТРОЛЬНЫЕ ВОПРОСЫ

1. В каких электроустановках применяется выключатель нагрузки?
2. Конструктивное отличие выключателей ВМП и ВНР.
3. Как осуществляется гашение дуги автогазовых выключателей?
4. Как осуществляется управление выключателем ВМП-10?
5. Устройство и принцип работы вакуумного выключателя.
6. Из каких конструктивных элементов состоит дугогасительная камера вакуумного выключателя?

Практическое занятие 6

МАЛООБЪЕМНЫЕ МАСЛЯНЫЕ ВЫКЛЮЧАТЕЛИ

ЦЕЛЬ РАБОТЫ: изучение конструкции и принципа работы малообъемных масляных выключателей.

ПЛАН РАБОТЫ

1. Изучить выключатель серии ВМП(Э)-10.
2. Изучить выключатель ВК(Э)-10.

ОБЩИЕ СВЕДЕНИЯ

Масляный выключатель - коммутационный аппарат, предназначенный для отключения и включения электрических цепей в нормальных и аварийных режимах, для работы в цикле АПВ, АВР и секционирования.

Наиболее сложная операция - отключение токов короткого замыкания и включение выключателя на существующее короткое замыкание. Выполняемая выключателем последовательность коммутационных операций с заданными интервалами между ними для выключателей, предназначенных для работы при АПВ, регламентируется циклами:

- цикл 1 $0 - t_{6т} - \text{ВО} - 180\text{с} - \text{ВО}$;

- цикл 1а $0 - t_{6т} - \text{ВО} - 20\text{с} - \text{ВО}$,

где 0 – операция отключения тока короткого замыкания;

ВО – операция включения на ток короткого замыкания и немедленно следующая за ней операция отключения;

$t_{6т}$ - гарантированная для данного выключателя минимальная бестоковая пауза при АПВ;

180 и 20 с- промежуток времени до включения.

Маломасляные выключатели (рис. 6.1) получили широкое распространение в закрытых и комплектных распределительных устройствах. Масло в этих выключателях в основном служит дугогасящей средой и только частично изоляцией между разомкнутыми контактами. Токоведущие части изолируются друг от друга и от заземленных частей фарфором, стеклопластиком или другими твердыми изолирующими материалами.

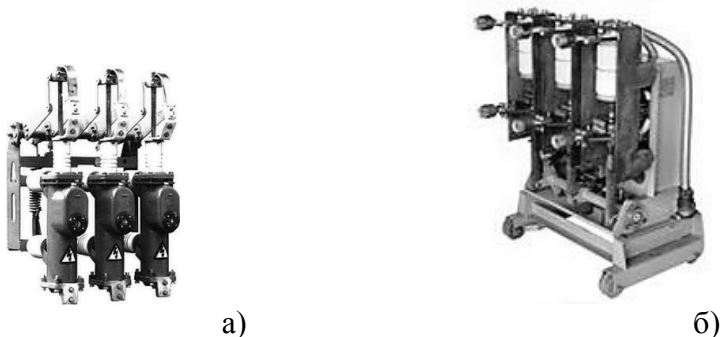


Рис. 6.1. Общий вид масляного выключателя: а – ВМП-10; б – ВК-10

Выключатель ВМП-10 - выключатель масляный подвесной предназначен для работы в электроустановках напряжением 6-10 кВ на номинальные токи 630, 1000 и 1600 А. Выключатели серии ВМП-10 имеют специальное устройство для гашения электрической дуги, надежный отключающий механизм. Контактные выводы выключателя выполнены из алюминиевого сплава с антикоррозийным покрытием, к ним непосредственно присоединяют алюминиевые шины.

Выключатель ВМП-10 (рис. 6.2) имеет три полюса, укрепленных на опорных изоляторах 7, смонтированных на общей раме 1. Главный вал 4 соединяется с механизмом каждого полюса с помощью изоляционной тяги 11. Вал

выключателя соединен с отключающей пружиной. Для смягчения отключающего удара предусмотрен пружинный буфер 9, а выключающего - масляный 9.

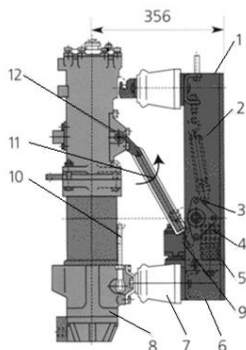


Рис.6.2. Масляный подвесной выключатель ВМП-10:

1 - стальная рама; 2 - отключающая пружина; 3 - двуплечный рычаг; 4 - вал выключателя; 5 - пружинный демпфер; 6 - болт заземления; 7 - опорный изолятор; 8 - бачок фазы; 9 - масляный демпфер; 10 - маслоуказатель; 11 - изолирующая тяга; 12 – рычаг

Полус выключателя ВМП-10 (рис. 6.3) состоит из двух частей корпуса 19 из алюминиевого сплава и цилиндра 22 из прочного влагостойкого изоляционного материала - стеклоэпоксида. На концах цилиндра 22 заармированы металлические фланцы 30. На фланце крепится корпус 19 механизма, закрытый сверху крышкой 16 из изоляционного материала. Внутри корпуса помещается выпрямляющий механизм, передающий движение от вала выключателя к стержню подвижного контакта 29, роликовый токосъем 36 и маслоотделитель 18, который служит для предотвращения выброса масла из цилиндра при отключении тока короткого замыкания. Нижний фланец закрывается силициновой

крышкой 26, где расположен неподвижный розеточный контакт 29.

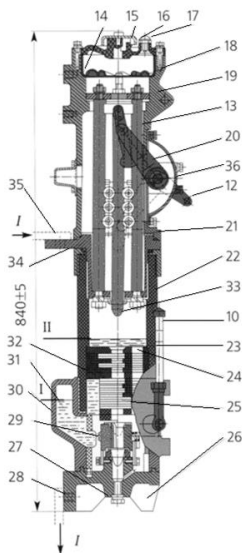


Рис. 6.3. Разрез полюса выключателя ВМП-10: 13 - выпрямляющий механизм; 14 - маслоотделитель; 15 - канал для выхода газа; 16 - крышка; 17 - пробка маслоналивного отверстия; 18 - отверстия маслоотделителя; 19 - корпус; 20 - рычаг; 21 - контактный стержень; 22 - стеклоэпоксидный цилиндр; 23 - центральный канал камеры; 24 - боковой выхлопной канал; 25 - дугогасительная камера; 26 - нижняя крышка фазы; 27 - маслоспускная пробка; 28 - отводящая шина; 29 - неподвижный контакт; 30 - нижний фланец; 31 - буферное пространство; 32 - масляный карман; 33 - подвижный контакт; 34 - верхний

вывод; 35 - подводящая шина;
36 - токосъемные ролики

При использовании силумина для крышки уменьшаются магнитные потери в выключателе.

На нижней крышке устанавливается распорный цилиндр 22, на который опирается дугогасительная камера 25. Цилиндр 22 служит для изоляции корпуса 19 с подвижным контактным стержнем 21 от неподвижного контакта 29 в отключенном положении выключателя.

Токосъем в выключателе осуществляется через верхний контактный вывод 34, направляющие стержни 21, роликовый токосъем 36, подвижный контактный стержень 33, неподвижный розеточный контакт 29 и нижний вывод 26. Выпрямляющий механизм соединяется с токоведущим стержнем 21 и осью. Точный вертикальный ход подвижному контакту обеспечивается направляющей капроновой колодкой, закрепленной на оси и скользящей по направляющим стержням, роликами 36 и гетинаксовой шайбой. Гашение дуги происходит в дугогасительной камере 25 поперечного дутья. Во избежание выброса масла в верхней части корпуса 34 устанавливается маслоотделитель 14, а избыточные газы выходят через зигзагообразные каналы крышки 15.

Дугогасительная камера (рис. 6.4) поперечного масляного дутья состоит из пакета изоляционных пластин, стянутых тремя изоляционными шпильками. В нижней части камеры расположены один над другим поперечные дутьевые каналы, а в верхней — масляные "карманы". Поперечные дутьевые каналы имеют вертикальные выходы, направленные вверх.

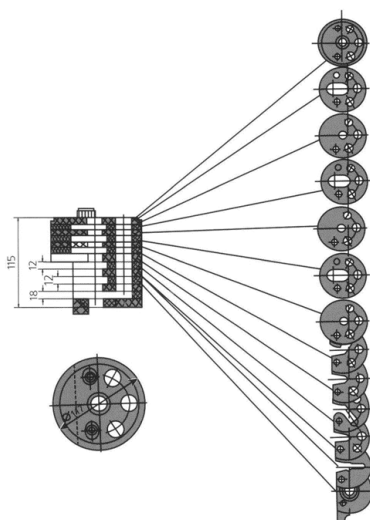


Рис. 6.4. Камера дугогасительная

Розеточный контакт (рис. 6.5) расположен в нижней крышке полюса выключателя. Он состоит из ламелей, облицованных в верхней части дугостойкой металлокерамикой. Контактное нажатие осуществляется с помощью пружин. Электрическая связь ламелей с крышкой, на которой находится нижний вывод выключателя, осуществляется с помощью гибкой связи. В нижнюю часть крышки ввернут маслоспускной болт с маслоуплотняющей шайбой.

Для комплектных распределительных устройств с выкатными тележками используют выключатель серии ВМПЗ-10 с встроенным электромагнитным приводом. Выключатель также смонтирован на сварной металлической раме, внутри которой размещен приводной механизм, состоящий из электромагнитного привода, главного вала выключателя с рычагами и тягой, соединяющей валы выключателя и привода. Конструкция

полюса аналогична конструкции полюса выключателя ВМП-10.

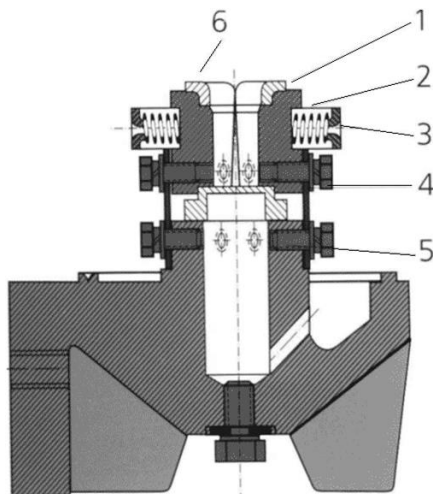


Рис. 6.5. Контакт розеточный: 1 – медный сегмент; 2 – нажимная пружина; 3 – упорное кольцо; 4 – гибкая связь; 5 – контактодержатель; 6 – металлокерамическая облицовка

Маломасляные выключатели колонкового типа ВК-10 (рис. 6.6) с пружинным приводом и ВКЭ-10 с электромагнитным приводом предназначены для применения в КРУ внутренней и наружной установки.

Выключатель ВК-10 состоит из сборного основания, трех полюсов, привода, фасадной перегородки, штепсельных разъемов, съемной пластины для подъема шторного механизма шкафа КРУ и изоляционного кожуха для выключателей на ток $I_{ном} \geq 1600$ А.

Токоъем производится с помощью штыревых выводов с розеточными контактами.

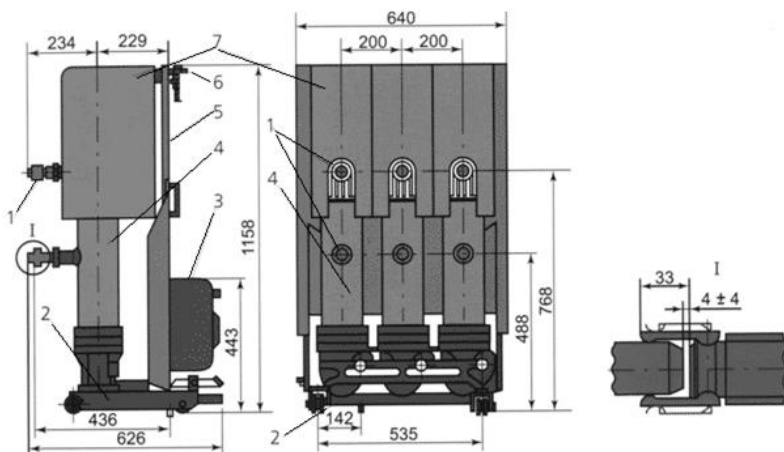


Рис. 6.6. Схема масляного малообъемного выключателя ВК-10: 1 - разъемный контакт выдвижного элемента; 2 - рама тележки; 3 - привод; 4 - полюс выключателя; 5 - фасадная перегородка; 6 - штепсельный разъем; 7 - изоляционный кожух

Выключатель ВК-10 с пружинным приводом по конструкции, в зависимости от номинального тока и тока отключения, имеет отличия по исполнению полюсов.

Выключатели на 630 и 1000 А с $I_{отк} = 20$ кА выполнены с полюсами в цельном исполнении в виде изоляционного цилиндра (рис. 6.7), а выключатели на 1600 А и $I_{отк} = 31$ кА имеют в верхней части металлические ребристые корпуса, а снизу – полюса из изоляционного цилиндра (рис. 6.8). Выключатель имеет меньшие габариты в сравнении с выключателями ВМП.

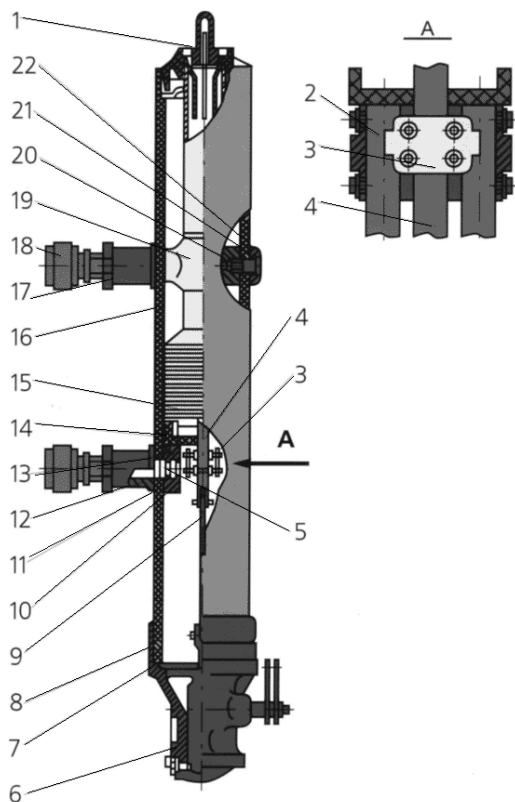


Рис.6.7. Полус выключателя ВК-10 на 630 и 1000 А:

- 1 - маслоуказатель; 2 - направляющий стержень; 3 - токоотвод; 4 - подвижный стержень; 5 - стержень токоведущий; 6 - корпус приводного механизма; 7 - прокладка; 8 - фланец; 9 - тяга изоляционная; 10 - обойма; 11 и 13 - прокладки; 12 - втулка; 14 - распорный цилиндр; 15 - дугогасительная камера; 16 - изоляционный цилиндр; 17 - гайка; 18 - контакт выдвижного элемента; 19 -

контакт розеточный; 20 - винт; 21 - прокладка; 22 – шайба

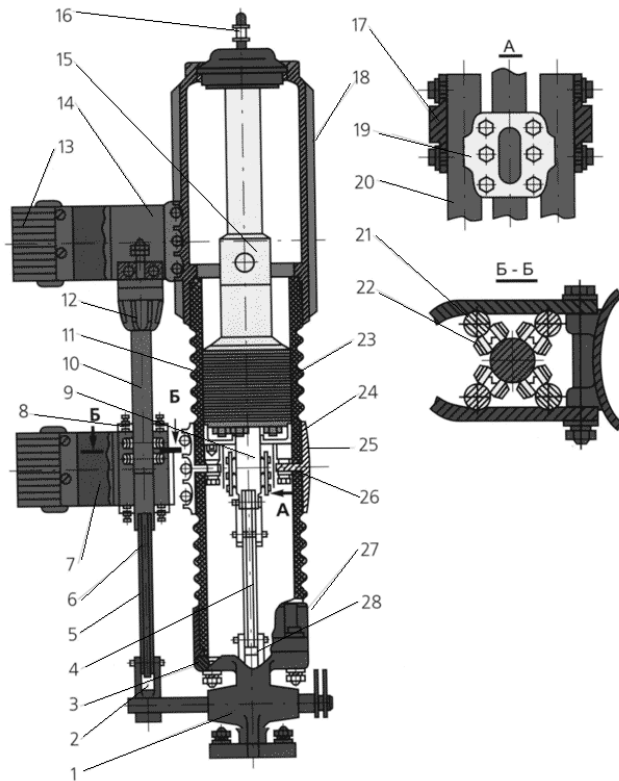


Рис. 6.8. Полюс выключателя ВК-10 на 1600 А: 1 - корпус механизма; 2 - рычаг механизма наружный; 3, 24 - прокладки; 4, 5 - тяги изоляционные; 6, 11 - цилиндры нижний и верхний; 7, 14 - пластины нижняя и верхняя; 8 - токопровод; 9, 10 - стержни подвижные; 12 - контакт неподвижный; 13 - контакт подвижный выдвижного элемента КРУ; 15 - контакт розеточный; 16 - стекло

маслоуказателя; 17 - обойма; 18 - корпус; 19 - токоотвод; 20, 21 - стержни направляющие; 22 - ролик; 23 - камера дугогасительная; 25 - цилиндр распорный; 26, 27 - фланцы; 28 - рычаг механизма внутренних

Таблица 6.1

Технические данные масляных выключателей

Основные технические данные	Типы выключателей		
	ВМП-10	ВМП(Э)- 10	ВК(Э)- 10
Номинальное напряжение, кВ	10	10	10
Номинальный ток, А	до 1000	до 1600	до 3150
Ток отключения, кА	20; 31,5	20; 31,5	20; 31,5
Ток термической стойкости, кА	31,5	31,5	31,5
Время протекания термической стойкости, с	3	3	3
Полное время отключения, с	0,09	0,09	0,05
Полный ход контакта, мм	210±5	210±5	235±5
Масса выключателя без масла, кг	132±2	200±10	157-179
Масса масла, кг	4,5	5,5±0,5	12

КОНТРОЛЬНЫЕ ВОПРОСЫ

1. Основное назначение масла в маслообъемных масляных выключателях.

2. Назначение латунного шва полюса выключателя ВМП-10.
3. Назначение кожуха полюса выключателя ВМП-10.
4. Из каких частей и какого материала выполнен корпус полюса выключателя ВМП-10?
5. С какой целью выполняется металлокерамическое покрытие ламелей розеточного контакта?
6. В чем отличие выключателей ВМП-10 и ВМПЭ-10?
7. Преимущества выключателя ВК(Э).

Практическое занятие 7

ПРИВОДЫ ВЫКЛЮЧАТЕЛЕЙ

ЦЕЛЬ РАБОТЫ: изучение конструкции и принципа работы приводов выключателей.

ПЛАН РАБОТЫ

1. Изучить электромагнитные приводы.
2. Изучить пружинные приводы.

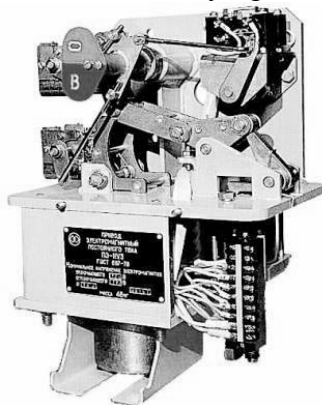
ОБЩИЕ СВЕДЕНИЯ

Приводы служат для включения и отключения масляных выключателей за счет энергии, поступающей в них от внешнего источника. По виду используемой энергии они могут быть электромагнитными, пневматическими и пружинными. Наиболее распространенные электромагнитный и пружинный (рис. 7.1). По способу включения и отключения выключателей приводы разделяют на полуавтоматические, осуществляющие включение выключателя с помощью приложения мускульной силы, а отключение как дистанционно от ключа (устройства релейной защиты), так и вручную, и

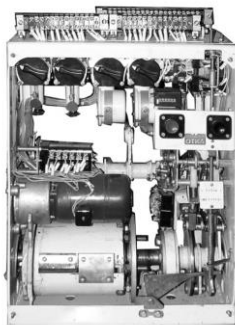
автоматические, осуществляющие включение и отключение выключателя дистанционно (от релейной защит), а также отключение вручную.

Основными частями привода являются:

- силовое устройство, служащее для преобразования подведенной к приводу энергии в механическую;
- операционный и передаточный механизмы, служащие для передачи движения от силового устройства к механизму выключателя и для удержания его во включенном положении;
- отключающее устройство.



а)



б)

Рис. 7.1. Общий вид привода выключателя: а - ПЭ-11; б – ППО-10У2

Электромагнитный привод ПЭ-11 постоянного тока применяется для управления масляным выключателем и относится к приводам, прямого действия, то есть потребляющим энергию во время включения непосредственно от источника электрической энергии постоянного тока. Привод обеспечивает автоматическое отключение и включение выключателей с помощью электромагнитов, которые получают питание

отаккумуляторных батарей. Потребляемый ток обмоток электромагнитов привода ПЭ-11 при напряжении 220 В составляет 60 А при включении и 1,25 А при отключении.

Привод ПЭ-11 (рис. 7.2) состоит как бы из двух частей - в верхней части корпуса расположены механизм и блок-контакты, в нижней части - силовое устройство.

Силовое устройство - электромагнит включения - магнитопровод с обмоткой 2 и сердечником 1 со штоком 3. Тяговое усилие, необходимое для включения выключателя, создается сердечником 1, который втягивается электромагнитом при прохождении по его обмотке тока. Усилие передается выключателю системой рычагов операционного и передаточного механизмов. После завершения операции включения выключателя цепь электромагнита автоматически разрывается и сердечник под действием силы тяжести (и пружины) опускается вниз.

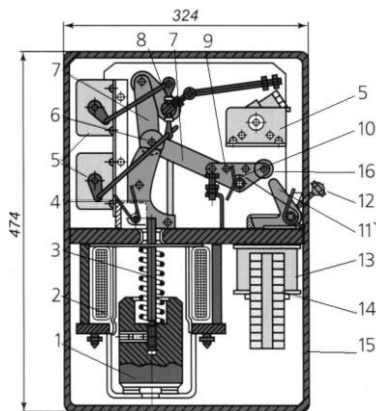


Рис. 7.2. Электромагнитный привод ПЭ-11: 1, 2 - соответственно сердечник и катушка включающего электромагнита; 3 - шток; 4 - удерживающая защелка; 5 - блок - контакты КСА; 6 - ролики; 7 - серьги; 8 - вал; 9 - треугольный рычаг; 10 -

пружина; 11 - собачка расцепления; 12 -
рукоятка; 13 - электромагнит
дистанционного отключения; 14
- наборные зажимы

Отключающее устройство (рис. 7.3) состоит из электромагнита 2 и перемещающегося внутри обмотки ферромагнитного сердечника со штоком 3.

При автоматическом отключении в обмотку электромагнита отключения подается оперативный ток, боек ударяет в защелку, освобождается механизм свободного расцепления, вал выключателя поворачивается под действием встроенных отключающих пружин - происходит отключение выключателя.

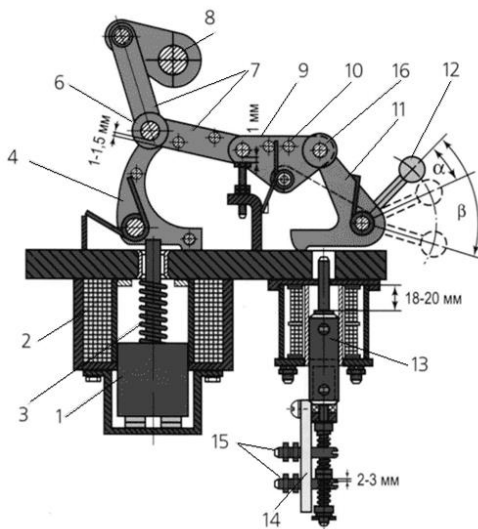


Рис. 7.3. Отключающее устройство привода ПЭ-11:

1, 13 - сердечник; 2 - включающая катушка; 3 - шток; 4 - защелка; 5 - регулировочный винт; 6 - ролик; 7 - серьга; 8 - вал привода; 9 - треугольный рычаг; 10 - пружина; 11 -

защелка; 12 - рукоятка; 14 - изолирующая планка;
15 - выводы
вспомогательных контактов; 16 - ролик

При ручном отключении воздействуют на рукоятку отключения 12, поворачивая ее на угол расцепления 15° , освобождая механизм свободного расцепления. Ручное включение выключателя производится с помощью специального рычага.

Положение рычагов привода (рис. 7.4).

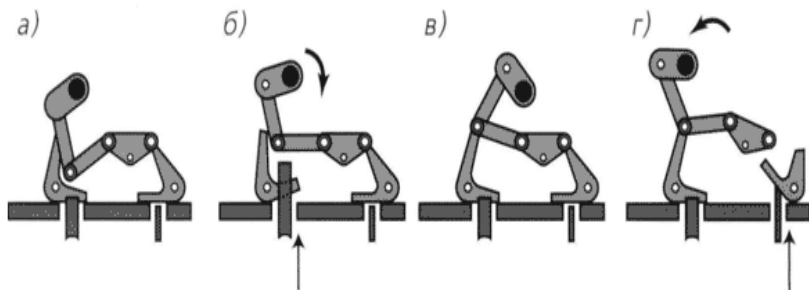


Рис. 7.4. Положение рычагов привода: а - при отключенном выключателе; б - в процессе включения; в - при включенном выключателе; г - в процессе отключения

Дистанционное управление осуществляется по принципиальной схеме (рис. 7.5). Включение выключателя осуществляется поворотом рукоятки ключа SA на 45° по часовой стрелке, при этом замыкаются контакты 1-3 в цепи реле команды "включить" КСС, при этом замыкаются контакты КСС.1 в цепи питания контактора КМ. Контактор срабатывает и замыкает цепь электромагнита включения 7АС - выключатель включается, ключ SA возвращается в нейтральное положение. Аналогично включается выключатель от устройства автоматики. При этом

загорается красная сигнальная лампа - "выключатель включен".

Отключение выключателя осуществляется поворотом ключа SA на 45° против вращения часовой стрелки, при этом создается цепь питания реле команды "отключить" КСТ.

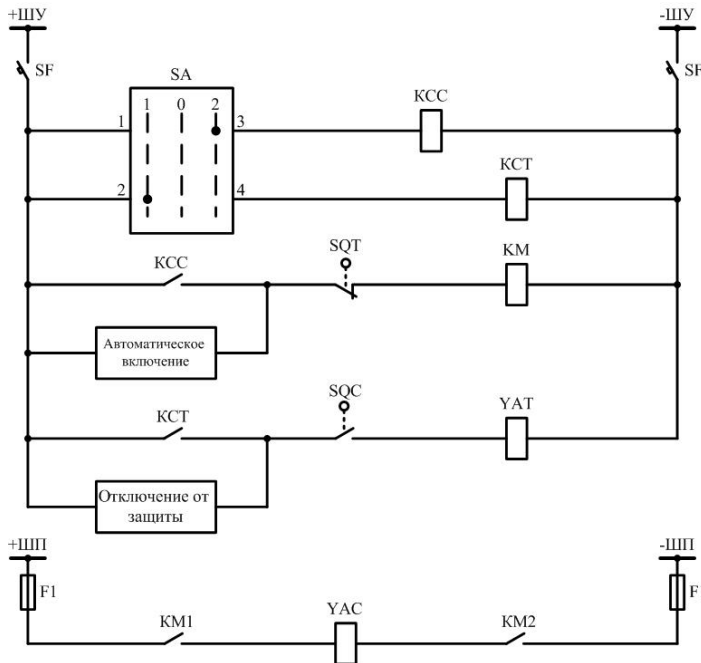


Рис. 7.5. Схема управления выключателем с электромагнитным приводом

Реле замыкает контакты КСТ.1 и через замкнутые контакты привода выключателя SQC подается напряжение на электромагнит отключения YAT - выключатель отключается, ключ SA возвращается в нейтральное положение. По той же цепи происходит отключение выключателя от устройств релейной защиты. В реальных схемах предусматривается блокировка от "прыгания", а

также световая и звуковая сигнализация о несоответствии положения выключателя и его ключа управления, а также сигнализация контроля цепей включения и отключения выключателей.

Пружинный привод ППО-10У2. По роду энергии, расходуемой в процессе включения и отключения, привод косвенного действия, совершающий операции включения и отключения за счет энергии, предварительно запасаемой в пружинах до совершения операций; заводка пружин - двигательная.

Привод ППО-10У2 (рис. 7.6) состоит из следующих основных узлов: рамы 18, вала привода 1, механизма заводки рабочих пружин 2, редуктора с электродвигателем 3, вала выключателя 4, блок-контактов положения привода 13, электромагнитов дистанционного отключения 8 и включения 9, электромагнита отключения от независимого источника питания 5.

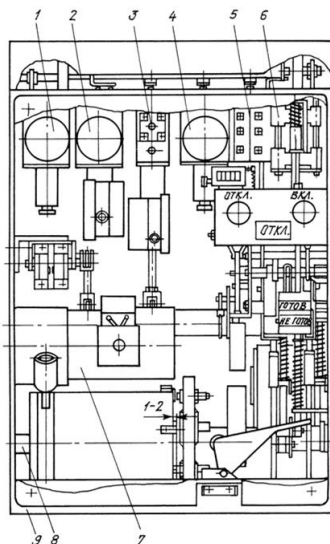


Рис. 7.6. Привод пружинный отдельный ППО-10У2:
1, 2, 4 - защитные расцепители; 3 -

электромагнит; 5 - электромагниты включения и отключения; 6 - блок-контакты положения привода; 7 - механизм заводки пружины; 8 - вал привода; 9 - рама

Работа привода

Для заводки рабочих пружин подается питание на электродвигатель механизма заводки. Вращательное движение электродвигателя преобразуется в колебательное движение посредством эксцентрика, посаженного на выходном валу редуктора. Колебательное движение передается на рычаг наружной обоймы обгонной муфты барабана. В процессе заводки пружин диск, смещаясь от барабана, поворачивает рычаг, связанный со штыком, который воздействует на блок-контакты, которые в случае заводки рабочих пружин менее чем на 2 операции - разрывает цепь питания электромагнита включения, а в конце заводки пружины переключаются и разрывают цепь питания электродвигателя механизма заводки. Заводка рабочей пружины может осуществляться вручную колебательными движениями рычага с рычага обгонной муфты.

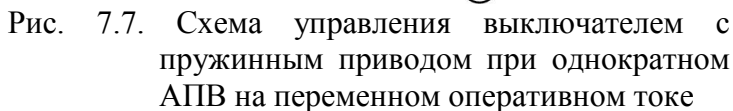
Включение привода осуществляется при подаче импульса на катушку включения электромагнита дистанционно, или при нажатии кнопки управления на пульте.

Отключение осуществляется при подаче импульса на катушку отключения электромагнита или электромагнита с независимым источником питания, или при нажатии кнопки ручного отключения на пульте.

Определение положения выключателя фиксируется указателем положения выключателя с табличками "Выключатель ВКЛ" и "Выключатель ОТКЛ".

Дистанционное управление приводом ППО-10

Положение контактов на схеме соответствует отключенному положению выключателя.



В конце завода пружин размыкаются контакты SQM4 конечного выключателя и электродвигатель останавливается, а контакты SQM2 замыкаются, что

подготавливает цепь к включению выключателя ключом SA управления. При повороте ключа в положение "В" через контакты SQM2 и SQ2 напряжение подается на электромагнит УАС, включающий выключатель. При этом его контакты SQ1 в цепи электромагнита отключения УАТ и SQM1 в схеме работы АПВ замыкаются, а SQ2 и SQM3 - размыкаются. В то же время натяжение пружин уменьшается, их контакты SQM4 и SQM2 меняют положение и автоматически заводятся пружины, но уже при включенном выключателе. Это нормальное рабочее положение, т.е. он включен и пружины готовы к действию АПВ. В случае аварийного отключения выключателя от устройств релейной защиты все его контакты, за исключением SQM1, меняют положение. Контакты SQM1 размыкаются только при оперативном отключении выключателя, что не допускает работы АПВ. При работе устройств релейной защиты реле времени КТ через контакты SQM1 и SQM3 получает питание и с заданной выдержкой времени замыкает свои скользящие контакты КТ1, что создает цепочку на включение выключателя, то есть срабатывает АПВ. При успешном включении в дальнейшем процесс протекает аналогично вышесказанному для нормального режима (выключатель включен, пружины автоматически заводятся для следующего цикла).

Отключение выключателя с помощью электромагнита отключения УАТ происходит как от устройств релейной защиты, так и оперативно ключом SA управления.

Управление приводом выключателя предусмотрено по месту установки с помощью кнопок управления "Вкл." и "Отк.", установленных на приводе. С помощью накладки SX АПВ можно вывести из работы, указательное реле КН через свои контакты замыкает цепь о срабатывании АПВ. Привод

ППО-10У2 предназначен для работы в двухкратном режиме. В этом случае схема управления будет усложнена.

КОНТРОЛЬНЫЕ ВОПРОСЫ

1. Классификация приводов по роду тока и способа включения.
2. Требования, предъявляемые к приводам.
3. Из каких конструктивных элементов состоит привод ПЭ-11?
4. Назначение отключающего устройства привода.
5. Способы закладки пружины привода ППО-10.
6. Назначение электромагнита отключения с независимым источником питания привода ППО-10.
7. Назначение обгонной муфты привода ППО-10.
8. Какие функции выполняют блок-контакты в электрических системах управления?

Практическое занятие 8

ВАКУУМНЫЕ ВЫКЛЮЧАТЕЛИ И ПРИВОДЫ ВАКУУМНЫХ ВЫКЛЮЧАТЕЛЕЙ

ЦЕЛЬ РАБОТЫ: изучение конструкции и принципа работы вакуумных выключателей и приводов к ним.

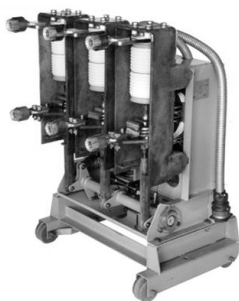
ПЛАН РАБОТЫ

1. Изучить выключатели серии ВВВ-10.
2. Изучить выключатели серии ВВЭ-10.
3. Изучить выключатель ВВ/TEL.
4. Изучить устройство вакуумной камеры.
5. Изучить электромагнитные приводы вакуумных выключателей.

ОБЩИЕ СВЕДЕНИЯ

Вакуумный выключатель (рис. 8.1) - быстродействующий трехполюсный коммутационный аппарат внутренней установки с отдельным электромагнитным приводом прямого действия, обеспечивающий многократное, в том числе автоматическое быстродействующее повторное включение, дистанционное управление от цепей оперативного управления и отключение от релейной защиты, предназначенный для коммутации трехфазных электрических цепей напряжением 10 кВ. Выключатели устанавливаются в комплектных распределительных устройствах.

Вакуумный выключатель серии ВВВ-10-4/400 У2 (рис. 8.2) с навесным электромагнитным приводом прямого действия состоит из металлической рамы 1 с шестью опорными изоляторами 7, на изоляторах укреплены кронштейны, на которых крепятся дугогасительные камеры ВДК5. На боковинах рамы в опорах установлены главный и вспомогательный валы выключателя 2. На главном валу закреплены три рычага - изолятора 3, связанные элементами дожатия с выводами подвижных контактов камеры каждого полюса; три рычага, в которые упираются возвратные пружины (поджатие пружин регулируется винтами), приводной рычаг, связанный через промежуточное звено с приводным рычагом вспомогательного вала. На вспомогательном валу имеется рычаг, связанный тягой с приводом.



а)



б)

Рис 8.1. Общий вид вакуумного выключателя: а – ВВЭ-10; б – ВВ/TEL

Верхние выводы каждого полюса ВДК жестко связаны с шиной, нижние шины с помощью гибкой связи соединены с подвижным контактом ВДК. Подпружиненная тяга с регулируемым упором связана со вспомогательным валом и ограничивает перемещение приводного рычага главного вала (демпферное устройство). Между полюсами выключателя устанавливаются изоляционные перегородки 8.

включения выключателя в промежуточном (незафиксированном) положении при вкатывании или выкатывании выключателя - выдвижного элемента в шкаф КРУ.

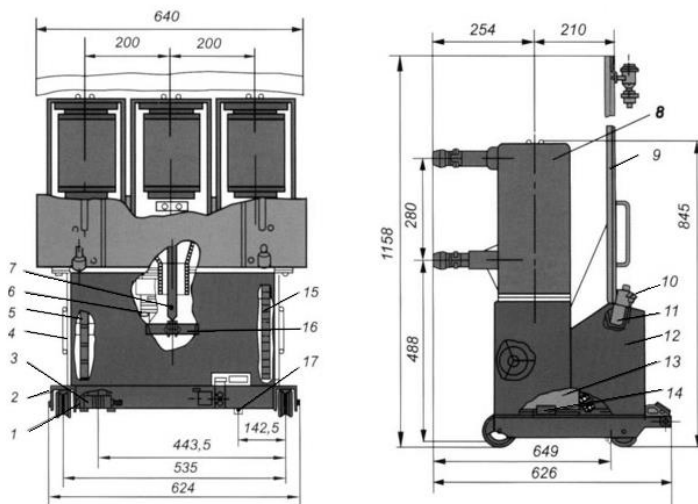


Рис. 8.3. Вакуумный выключатель ВВЭ-10: 1 - основание; 2 - рама; 3 - контакт заземления; 4 - подшипник; 5 - блок - контакты; 6 - контактор; 7 - тяга среднего полюса; 8 - полюс; 9 - фасадная перегородка; 10 - кнопка ручного отключения; 11 - счетчик ходов; 12 - крышка привода; 13 - привод; 14 - блокировка; 15 - зажимы; 16 - вал выключателя; 17 - фиксатор

На передней панели привода установлен счетчик ходов, регистрирующих число отработанных циклов.

В полюс выключателя (рис. 8.4) входит изоляционный корпус 1, в нижней части которого расположены четыре отверстия для его крепления к

основанию (раме). С помощью болтов через крышку ВДК крепится к изоляционному корпусу. Между крышкой и верхним фланцем ВДК расположен верхний токоотвод 3.

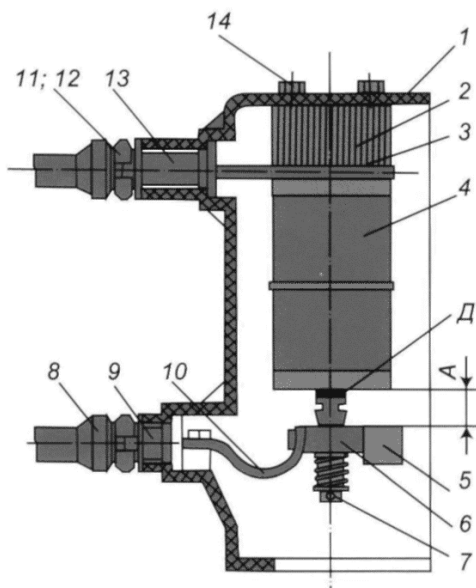


Рис. 8.4. Полус выключателя ВВЭ-10: 1 - корпус изоляционный; 2 - крышка ребристая (только для 1600 А); 3 - токоотвод верхний; 4 - ВДК; 5 - радиатор (только на ток 1600 А); 6 - контакт подвижный; 7 - узел поджатия; 8 - контакт розеточного типа выдвижного элемента; 9, 13 - стержень контакта; 10 - связь гибкая; 11, 12 - шайба и гайка; 14 - болт; А - разность хода подвижных контактов выключателя; Д - зона поджатия контакта

В нижнем выводе корпуса установлен подвижный токоотвод, состоящий из стержня 9, контакта,

находящегося на подвижном контакте ВДК, соединенных между собой гибкой связью 10. На токоведущих стержнях 9 и 13 установлены подвижные разъемные контакты розеточного типа, играющие роль главных подвижных контактов выдвижного элемента КРУ. На подвижном контакте ВДК установлен узел поджатия 7 служащий для создания дополнительного поджатия торцевых контактов ВДК, выбора провалов контактов.

Вакуумная дугогасительная камера является важнейшей частью вакуумного выключателя, определяющей его технические характеристики. Принцип действия вакуумных дугогасительных камер основан на гашении электрической дуги тока отключения в вакууме.

Вакуумная дугогасительная камера (рис. 9.5) состоит из двух секций, образованных цилиндрическими керамическими изоляторами 1, соединенных между собой металлической прокладкой 2. Наружная поверхность изоляторов имеет ребра для увеличения пути утечки по изоляции при выпадении росы. Камера снабжена направляющим фланцем 4 из силумина. Секции вакуумно-плотно закрыты металлическими фланцами 6. Между секциями крепится защитный экран 8. Кроме того, имеются еще два концевых экрана 7, установленных около фланцев 6. Внутри корпуса находятся контакты: подвижный 3 и неподвижный 12. Они закреплены на токовводах. Осевые перемещения подвижного электрода обеспечиваются сильфоном 5. Он вакуумно - плотно соединен с подвижным токовводом и фланцем корпуса 6. Этот фланец обеспечивает соосность контактов с помощью специального направляющего устройства.

Контактная система торцевого типа состоит из контактов и дугогасящих электродов. Контакты имеют вид полых усеченных конусов с радиальными прорезями. Дугогасящие электроды представляют собой диски,

разрезанные спиральными прорезями на три сектора. Направление спиралей в противоположащих электродах встречно. Между контактами и дугогасящими электродами имеется зазор.

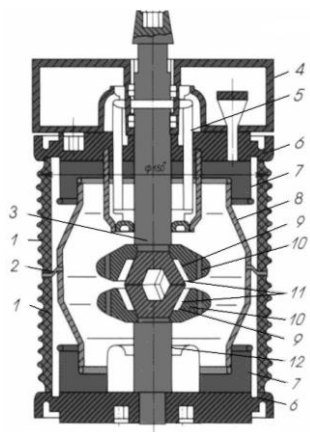


Рис. 8.5. Камера вакуумная КДВ-10: 1 - керамический изолятор; 2 - кольцевая металлическая прокладка; 3 - подвижный контактный стержень; 4 - направляющая; 5 - сильфон; 6 - фланец; 7 - потенциальный экран; 8 - беспотенциальный экран; 9 - зазор; 10 - дугогасительный электрод; 11 - контакты; 12 - неподвижный контактный стержень

В качестве материала контактов применяют сплавы меди с небольшим количеством висмута, железа и бора, отличающимся более высокой электро- и теплопроводностью по сравнению с ранее применявшимся тугоплавким материалом - вольфрамом. Благодаря высокой электрической прочности вакуумных промежутков ход

подвижных контактов невелик, в пределах 10...20 мм.

Для управления вакуумными выключателями применяется электромагнитный привод. Для выключателей серии ВВВ-10 - навесной электромагнитный привод прямого действия, серии ВВЭ-10 - устроенный электромагнитный привод. В привод выключателя входят: механизм привода - механизм свободного расцепления, состоящий из многозвенной системы ломающихся звеньев, занимающих под воздействием внешних сил два фиксированных положения и два электромагнита: включающий и отключающий.

Электромагнитный привод (рис 9.6) работает следующим образом: при подаче напряжения на обмотку включающего электромагнита 5 якорь 8 втягивается в электромагнит, производится включение выключателя и сжатие отключающей пружины 6. Во включенном положении выключатель удерживается защелкой 1, оттягиваемой пружиной 4. При отключении подается питание на отключающий электромагнит 3, при этом боек 2 ударяет по защелке 1, которая соскакивает с упора, освобождая механизм ломающихся звеньев. Отключающая пружина 6 производит отключение выключателя. Ручное отключение выключателя производится с помощью кнопки, воздействующей непосредственно на механизм ломающихся звеньев. Ход контактов выключателя при отключении ограничивается буферным устройством.

Электрическая схема управления вакуумным выключателем с механизмом свободного расцепления (на примере ВВВ-10) (рис. 8.7) содержит два основных узла цепи включения и цепи отключения.

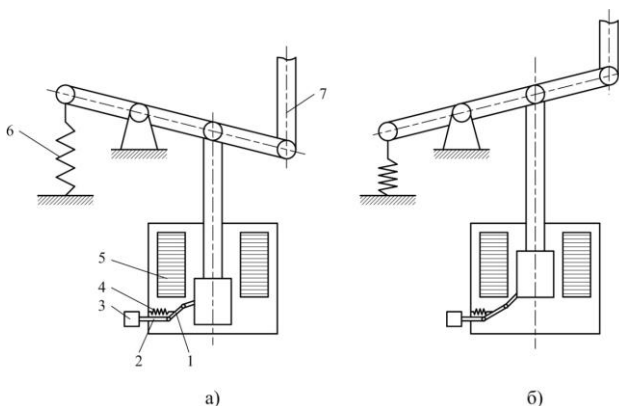


Рис. 8.6. Схема устройства электромагнитного привода:

а – выключатель отключен; б – выключатель включен; 1 – зажелка; 2 – боёк; 3 – отключающий электромагнит; 4 – пружина зажелки; 5 – включающий электромагнит; 6 – пружина; 7 – тяга; 8 – якорь электромагнита

При подаче команды на включение нажатием кнопки SB1 срабатывает контактор КМ, замыкая цепь выпрямителя VS4 тока питания электромагнита включения УАС. В процесс включения замыкаются контакты КQQ (реле фиксации команды включения) и КМ, образуя цепь самоудерживания, параллельно контактам кнопки SB1. Вакуумный выключатель включается, при этом происходит изменение положения вспомогательных контактов выключателя SQ1 - SQ5 и реле КQQ. Цепь управления выключателя приходит в состояние готовности отключения.

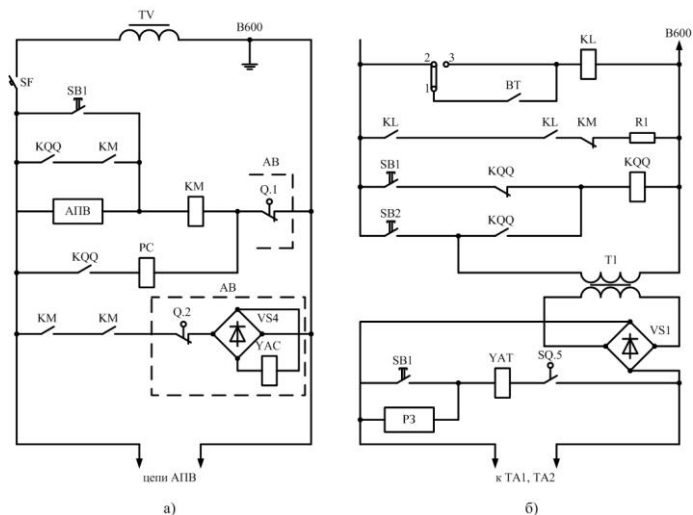


Рис. 8.7. Схема управления вакуумным выключателем:
а - цепи включения; б - цепи отключения

Отключение выключателя от руки производится кнопкой отключения SB2. Питание на электромагнит отключения YAT от трансформатора T1 и выпрямителя VS1 поступает через замкнутый контакт вспомогательных контактов QS5. Отключение выключателя происходит от устройств релейной защиты, смонтированной в шкафу КРУ. После отключения от релейной защиты выключатель включается от устройства автоматического повторного включения (АПВ). Цепи питания от устройств РЗ, АПВ и блокировки от "прыганья" в схеме не показаны. При нажатии кнопки включения или отключения происходит срабатывание двухпозиционного реле KQQ, контакты которого используются в цепи питания счетчика числа аварийных отключений выключателя РС, а также служат для запуска устройства автоматического повторного включения.

Вакуумный выключатель с магнитной защелкой фирмы «Таврия электрик» серии ВВ/TEL.

В отличие от большинства существующих выключателей, в основу устройства ВВ/TEL заложен принцип раздельного управления контактами вакуумных дугогасительных камер фаз аппарата (рис. 9.8). Данный принцип позволил существенно уменьшить количество движущихся частей привода.

Вакуумные дугогасительные камеры установлены внутри полых опорных изоляторов, закреплённых на общем основании. Подвижные контакты дугогасительных камер жестко соединены со своими приводами посредством изоляционных тяг, которые также располагаются внутри опорных изоляторов. Таким образом, все элементы конструкции полюса имеют общую ось симметрии, вдоль которой совершают возвратно-поступательное движение детали механизма. Это позволяет существенно упростить кинематическую схему ВВ/TEL, отказаться от применения нагруженных шарнирных и рычажных звеньев, что, в свою очередь, делает возможным создание коммутационного аппарата с высоким механическим ресурсом, не требующего обслуживания и регулировки в течение всего срока службы.

Приводы фаз располагаются внутри основания выключателя. Они механически соединены между собой посредством общего вала, который выполняет следующие функции:

- 1) обеспечивает синхронизацию фаз, предохраняя от неполнофазных режимов работы;
- 2) приводит в действие вспомогательные контакты выключателя;
- 3) обеспечивает механическую блокировку работы РУ, в котором установлен ВВ/TEL;
- 4) управляет визуальными индикаторами

положения ВВ/TEL.

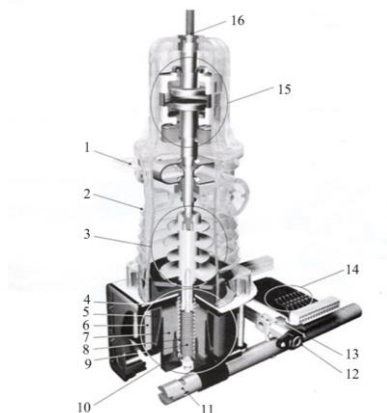


Рис. 8.8. Вакуумная дугогасительная камера: 1 – нижний вывод; 2 – опорный изолятор; 3 – тяговый изолятор; 4 – плоский магнитопровод; 5 – катушка электромагнитного привода; 6 – кольцевой постоянный магнит; 7 – якорь привода; 8 – отключающая пружина; 9 – пружина дополнительного поджатия контактов; 10 – электромагнитный привод; 11 – синхронизирующий вал; 12 – блокировочная тяга; 13 – кулачок; 14 – вспомогательные контакты; 15 – вакуумная дугогасительная камера; 16 – верхний вывод

Электромагнитный привод может находиться в двух устойчивых положениях – ОТКЛЮЧЕНО и ВКЛЮЧЕНО. Фиксация якоря в этих положениях производится без применения механических защёлок, и обеспечивается:

- силой упругости отключающей пружины в положении ОТКЛЮЧЕНО;

- силой, создаваемой остаточным магнитным потоком кольцевого постоянного магнита, в положении ВКЛЮЧЕНО.

Операция включения и отключения производится путём подачи управляющих импульсов напряжения разной полярности на однообмоточную катушку электромагнитного привода.

В момент размыкания контактов в вакуумном промежутке коммутируемый ток инициирует возникновение электрического разряда, называемого «вакуумная дуга». Существование «вакуумной дуги» поддерживается за счёт металла, испаряющегося с поверхности контактов в вакуумный промежуток. Плазма, образованная ионизированными парами металла, является проводником тока и поддерживает его протекание между контактами до момента перехода через ноль. В этот момент дуга гаснет, а оставшиеся пары металла мгновенно (за 7-10 мкс) конденсируются на поверхности контактов и других деталей дугогасительной камеры, восстанавливая электропрочность вакуумного промежутка. В это же время на разведенных контактах восстанавливается приложенное к ним напряжение. Если при восстановлении напряжения на поверхности контакта (как правило, анода) остаются перегретые участки, они могут служить источником эмиссии заряженных частиц, вызывающих пробой вакуумного промежутка, с последующим протеканием тока через него. Для избежания подобных отказов необходимо управлять вакуумной дугой, равномерно распределяя тепловой поток по всей поверхности контактов. Наиболее эффективным способом управления дугой является наложение на неё продольного (сонаправленного с направлением тока) магнитного поля, которое индуцируется самим током. Данный способ применён в вакуумных дугогасительных камерах, которые разработаны

и производятся предприятием «Таврида Электрик». Эта конструкция имеет явные преимущества:

- высокая отключающая способность;
- минимальные габариты и вес;
- малая величина тока среза (4-5 А), ограничивающая коммутационные перенапряжения до безопасных величин;
- продольное магнитное поле минимизирует коммутационный износ контактов (эрозию) и обеспечивает значительный коммутационный ресурс.

Для управления (включения и отключения) выключателями, а также для сопряжения с существующими цепями релейной защиты и управления предназначены блоки управления BU/TEL различных типов.

При выполнении операций ВКЛ/ОТКЛ на катушки электромагнитных приводов выключателя разряжаются предварительно заряженные конденсаторы блоков управления. Таким образом обеспечивается строгое дозирование электрической энергии, что позволяет снизить совокупное разрушительное воздействие на контактную систему ВДК электроэрозионных, тепловых и механических факторов, что в свою очередь способствует повышению коммутационного и механического ресурса всего вакуумного выключателя.

Выбор типа блока управления зависит от рода оперативного напряжения (постоянное, переменное, выпрямленное), его источников, функционального назначения ячейки, объема РЗиА, типа используемой аппаратуры и других параметров.

Таблица 8.1

Технические характеристики вакуумных
выключателей

Основные технические характеристики	Типы выключателей		
	ВВВ-10	ВВЭ-10	ВВ/TEL
Номинальное напряжение, кВ	10	10	10
Номинальный ток, А	400	630 – 3150	630 – 1600
Ток отключения, кА	4	20 – 31,5	31,5
Ток термической стойкости, кА	4	20 – 31,5	31,5
Время отключения, с	0,05	0,03	0,02
Механический ресурс «В-О»	20000	30000	50000
Отключение токов К.З. (до 20 кА)	50	50	100
Ход контактов, мм	7 ⁺³	7 ⁺³	5 ⁺³
Масса с приводом, кг	130	164 –	45
Срок службы, лет	25	25	30

КОНТРОЛЬНЫЕ ВОПРОСЫ

1. В чем состоят достоинства вакуумного объема при использовании его в выключателях?

2. Чем объясняется необходимость высокой скорости движения контактов вакуумного выключателя при включении и отключении?
3. Каково назначение сильфона в дугогасительной камере?
4. Чем объясняется высокая износостойкость контактов вакуумного выключателя?
5. Каковы достоинства и недостатки вакуумных выключателей?
6. Какой принцип работы заложен в устройстве привода вакуумного выключателя?
7. Каково назначение реле фиксации команды включения в схеме управления выключателем?
8. Преимущества выключателей ВВ/TEL.

Практическое занятие 9 **РАЗРЯДНИКИ И ОГРАНИЧИТЕЛИ** **ПЕРЕНАПРЯЖЕНИЯ**

ЦЕЛЬ РАБОТЫ: изучение конструкции разрядников и ограничителей перенапряжения, применяемых для защиты от наведенных перенапряжений.

ПЛАН РАБОТЫ

1. Изучить трубчатые разрядники.
2. Изучить вентильные разрядники.
3. Изучить ограничители перенапряжения (ОПН).

ОБЩИЕ СВЕДЕНИЯ

В процессе грозовой деятельности на проводах и электрооборудовании подстанции возникают наведенные

перенапряжения вследствие электростатической и электромагнитной индукции. Они значительно более часты, чем прямые удары молнии. Перенапряжения при этом достигают значений десятков и сотен вольт. Изоляция трансформаторов, воздушных линий, кабелей и других электрических аппаратов напряжением 10...35 кВ не может выдерживать такого напряжения, поэтому для их защиты устанавливают разрядники и ограничители перенапряжения.

Разрядники

Трубчатые разрядники (рис. 9.1) совершенные грозазащитные аппараты. На каждую фазу линии устанавливают один разрядник, представляющий собой трубку 1 из материала, бурно выделяющего газы при воздействии на него электрической дуги. В трубке помещены электроды 3: один в виде металлического стержня, второй в виде шайбы. Расстояние между ними образует искровой промежуток длиной $L_{вн}$. Длину его устанавливают при изготовлении разрядника в зависимости от напряжения сети. Нижний конец трубки открыт, и в нем помещена изогнутая металлическая пластинка, которая выбрасывается газами при срабатывании разрядника.

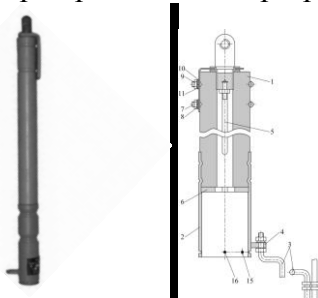


Рис.9.1 Трубчатый разрядник РТВ-10: 1 - винипластовая труба; 2 - открытый наконечник; 3 - электроды внешнего искрового промежутка; 4 – зажим; 5 -

стержневой электрод; 6 - электрод внутреннего искрового промежутка; 7 – хомут; 8 – планка; 9 - гайка; 10, 11 - шайбы; 15,16 - указатели срабатывания

Верхний конец разрядника через искровой промежуток присоединен к фазному проводу линии, а нижний электрод к заземлению. Размеры искрового промежутка приведены в таблице 9.1. Искровой промежуток необходим для того, чтобы трубка разрядника не находилась постоянно под напряжением линии и не разрушалась токами утечки.

Волна перенапряжения перекрывает наружный и внутренний промежутки и уходит в землю. Сопровождающий ток короткого замыкания создает внутри трубки электрическую дугу, которая, воздействуя высокой температурой на газогенерирующий материал трубки, вызывает бурное выделение газов. В трубке создается высокое давление до 7 МПа, которое выдувает ионизированные газы и гасит дугу с хлопком, напоминающим выстрел. Дуга гасится в течение 1...3 периодов тока частотой 50 Гц.

Таблица 9.1

Размеры наружных искровых промежутков

Номинальное напряжение сети, кВ	Размеры искровых промежутков, мм	
	на подстанциях с применением других грозозащитных аппаратов	на подстанциях без применения других грозозащитных аппаратов
6	15	10
10	20	15
20	80	40
35	120	60

Трубку изготавливают из фибры или винипласта. В первом случае фибровую трубку помещают в бакелитовую.

Трубчатые разрядники с фибровой трубкой маркируют РТФ, а с винипластовой РТВ. В отличие от разрядника РТФ у винипластового РТВ нет камеры дутья, винипласт обладает большими газогенерирующей способностью и механической прочностью, чем фибра, поэтому бакелитовая трубка для упрочнения не нужна.

В маркировке трубчатых разрядников указывают рабочее напряжение сети, в которой их устанавливают, верхний и нижний пределы токов короткого замыкания в месте установки, при которых разрядники могут работать.

Если ток в месте короткого замыкания превысит верхний предел, то давление в трубке разрядника станет недопустимо большим и трубку разорвет, а дуга будет продолжать гореть. При токе меньше допустимого, наоборот, давление в трубке будет недостаточно, дуга не погаснет и сожжет разрядник.

Вентильный разрядник (рис. 9.2) более совершенен по сравнению с трубчатым, так как дуга гасится при первом же прохождении сопровождающего тока короткого замыкания через нулевое значение благодаря ограничению тока до 80...100 А сопротивлением вилитовых дисков. Поэтому вентильный разрядник – основной грозозащитный аппарат для оборудования станций и подстанций.

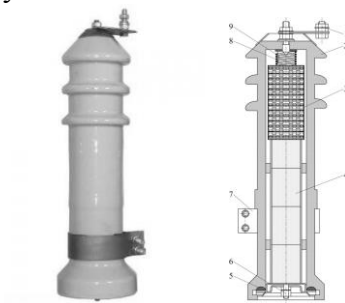


Рис. 9.2. Вентильный разрядник РВО-10У1: 1, 6 – контактные болты; 2 – корпус разрядника; 3 – блок искровых промежутков; 4 – вилитовые диски; 5 – резиновая прокладка; 7 – крепежный хомут; 8 – полоска фольги; 9 – пружина

Конструкция разрядника РВО-10У1 типична для всех вентильных разрядников. Основные элементы: ввод с контактным болтом 1 для присоединения к фазному проводу, фарфоровый корпус 2 с ребрами, в котором находится блок 3 искровых промежутков и соединенные с ним последовательно диски 4 из вилита, обладающего нелинейным сопротивлением. Для соединения с заземляющим устройством в нижней части расположен контактный болт 6. Фарфоровый корпус герметизирован резиновыми прокладками 5 для предохранения от попадания в него влаги (вилитовые диски гигроскопичны).

Вентильные разрядники для подстанции крепят хомутами 7. Чтобы обеспечить хороший контакт между последовательно соединенными искровыми промежутками и вилитовыми дисками, в верхней части установлена пружина 9, шунтированная полоской 8 латунной фольги. Для импульсного тока пружина представляет собой очень большое индуктивное сопротивление.

Допустимое значение импульсного тока молнии через вилитовые диски разрядников РВО и РВС – до 10 кА. При пробое искрового промежутка импульсное перенапряжение приложено к нелинейному сопротивлению, через которое проходит большой импульсный ток, но благодаря нелинейности сопротивления остаточное напряжение лишь незначительно отличается от импульсного пробивного напряжения искрового промежутка – одной из основных

характеристик разрядника. Сопровождающий ток разрядника невелик, и поэтому сопротивление резко возрастает, а сила тока снижается; дуга гасится искровым промежутком.

Для защиты оборудования ТП напряжением 10/0,4 кВ от набегающих волн перенапряжения по линиям 0,38 кВ используют низковольтные вентильные разрядники РВН-0,5, опорные и подвесные. Их основные элементы такие же, как у разрядника РВО-10У1, но предусмотрены только один искровой промежуток и один вилотовый диск. При частоте 50 Гц пробивное напряжение разрядника РВН-0,5 равно 2,2...2,8 кВ.

Ограничители перенапряжения нелинейные

Ограничители перенапряжений нелинейные (ОПН). В настоящее время в электрических системах напряжением 0,2...750 кВ для защиты электроизоляции от перенапряжений получили распространение ОПН (рис. 9.3).

Основной рабочий элемент ОПН – нелинейный резистор (варистор), который набирают из отдельных дисков металлооксидной керамики, собранных последовательно в виде столбов. В ряде случаев такие столбы соединяют параллельно.

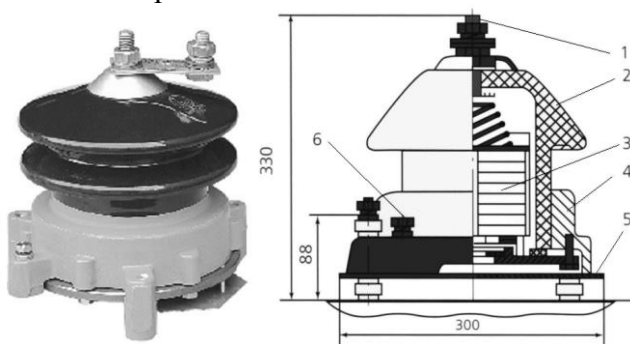


Рис. 9.3. Ограничитель перенапряжения ОПН-1,5: 1, 6 - контактные болты; 2 - фарфоровая

покрышка; 3 - резистор; 4 - фланец; 5 -
основание ОПН

Резисторы 3 помещены в герметичный диэлектрический (фарфоровый или пластмассовый) корпус 2. Их торцы присоединены к металлическим фланцам 4, которые соединяют с фазой и землей или с фазами в зависимости от требований к ОПН как ограничителю фазных или междуфазных перенапряжений.

ОПН выполнены как опорные и подвесные аппараты наружной и внутренней установки. Разработаны ОПН с элегазовой изоляцией.

Резисторы ОПН изготавливают из металлооксидной керамики. Такую керамику получают в результате высокотемпературного обжига (до 1300⁰С) порошка, состоящего из окиси цинка и некоторого количества оксидов других металлов: висмута, сурьмы, кобальта, марганца и т.д. Масса оксида цинка составляет более 90% массы керамики.

Резисторы ОПН выпускают в виде дисков диаметром от нескольких до ста миллиметров и толщиной от единицы до нескольких десятков миллиметров.

Выбор ОПН проводят по нескольким показателям с учетом требований ограничения коммутационных и грозовых перенапряжений до значений, обеспечивающих безопасную и надежную работу изоляции защищаемых электроустановок.

ОПН должен работать, не теряя термической устойчивости, при непрерывном воздействии напряжений: рабочих и превышающих рабочее. К ним относятся временные повышения напряжения в установившихся перенапряжениях при рабочих и аварийных коммутациях.

ОПН должен быть взрывобезопасен.

При защите трансформатора от грозовых перенапряжений ОПН устанавливают на защищаемом трансформаторе до коммутационного аппарата. В РУ 6...10 кВ с кабельными вводами расстояние от ОПН до трансформатора и аппаратов не ограничивают. При применении воздушных линий для связи с РУ расстояние от ОПН до трансформаторов и аппаратов не должно превышать 60 м при ВЛ на деревянных опорах и 90 м на металлических и железобетонных опорах.

КОНТРОЛЬНЫЕ ВОПРОСЫ

1. Как осуществляют защиту электроустановки от прямых ударов молнии?
2. Устройство трубчатых разрядников.
3. Устройство вентильных разрядников.
4. Отличие разрядника РТФ от РТВ.
5. Допустимое значение импульсного тока молнии через вилитовые диски разрядников РВО и РВС.
6. Какое устройство используют для защиты оборудования ТП напряжением 10/0,4 кВ от набегающих волн перенапряжения по линиям 0,38 кВ?
7. Устройство нелинейных ограничителей перенапряжения (ОПН).
8. Основной рабочий элемент ОПН.
9. Условия выбора ОПН.
10. Преимущества ОПН перед разрядниками.

Список литературы

Сивков, А. А. Основы электроснабжения : учебное пособие для СПО / А. А. Сивков, А. С. Сайгаш, Д. Ю. Герасимов. — 2-е изд., испр. и доп. — Москва : Юрайт, 2018. — 173 с. — URL : <https://biblio-online.ru/book/osnovy-elektrosnabzheniya-414587>

Быстрицкий, Г. Ф. Электроснабжение. Силовые трансформаторы : учебное пособие для СПО / Г. Ф. Быстрицкий, Б. И. Кудрин. — 2-е изд., испр. и доп. — Москва : Юрайт, 2018. — 201 с. — URL : <https://biblio-online.ru/book/elektrosnabzhenie-silovye-transformatory-429731>

Воробьев, В. А. Монтаж, наладка и эксплуатация электрооборудования сельскохозяйственных организаций : учебное пособие для СПО / В. А. Воробьев. — 2-е изд., испр. и доп. — Москва : Юрайт, 2018. — 261 с. — URL : <https://www.biblio-online.ru/book/0E23B3B7-1A1E-4E4F-9E8C-79D2B2802167>

Воробьев, В. А. Электрификация и автоматизация сельскохозяйственного производства : учебник для СПО / В. А. Воробьев. — 2-е изд., испр. и доп. — Москва : Юрайт, 2018. — 283 с. — URL : <https://www.biblio-online.ru/book/D7E62F51-BAAE-4B5D-80D0-37E04EBDC154>