

МИНИСТЕРСТВО ОБРАЗОВАНИЯ РЕСПУБЛИКИ БЕЛАРУСЬ

**БЕЛОРУССКИЙ ГОСУДАРСТВЕННЫЙ УНИВЕРСИТЕТ
ТРАНСПОРТА**

Кафедра «Электрический подвижной состав»

В.И.РОДЬКО

**ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЕ ГОРОДСКОГО ЭЛЕКТРИЧЕСКОГО
ТРАНСПОРТА**

Гомель 2006

МИНИСТЕРСТВО ОБРАЗОВАНИЯ РЕСПУБЛИКИ БЕЛАРУСЬ

**БЕЛОРУССКИЙ ГОСУДАРСТВЕННЫЙ УНИВЕРСИТЕТ
ТРАНСПОРТА**

Кафедра «Электрический подвижной состав»

В.И.РОДЬКО

**ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЕ ГОРОДСКОГО ЭЛЕКТРИЧЕСКОГО
ТРАНСПОРТА**

Рекомендовано Советом механического факультета в качестве учебного пособия для студентов специальности «Эксплуатация транспортных средств» специализации «Техническая эксплуатация электрического городского транспорта»

Гомель 2006

УДК 629.082.4

Р60

Родько В.И.

Р60 Электроснабжение городского электрического транспорта: Учебное пособие. – Гомель: БелГУТ, 2006 г. - с.

Приводятся понятия энергетической и электрической систем, электрических сетей, классификация электрических сетей, их конструкция и основные понятия о расчетах электрических сетей. Даны краткие описания работы электрических станций и их основных агрегатов. Изложен порядок выбора сечений проводов и кабелей по нагревательному действию тока и по экономической плотности тока. Приводятся расчеты защиты электрических сетей от токов короткого замыкания и перегрузки при помощи масляных выключателей, плавких предохранителей, быстродействующих и автоматических выключателей.

Объясняется общее устройство тяговой подстанции с основными электрическими аппаратами, разъясняется принципиальная электрическая схема тяговой подстанции. Даны основные понятия видов релейной защиты (максимальной токовой, максимальной токовой направленной защиты, дифференциальной и земляной защит).

Приводятся основные данные контактной сети и ее специальных частей. Рассмотрены вопросы защитного заземления и блуждающих токов. Дан расчет электрических сетей (разомкнутых и замкнутых).

Р е ц е н з е н т – А.П.Копиловский, начальник технического отдела ОАО института «Гомельпроект».

О Г Л А В Л Е Н И Е

Введение
1 Внешнее электроснабжение
1.1 Электрическая система
1.1.1 Напряжения электрических сетей
1.2 Основные понятия о расчетах электрических сетей
1.3 Электрические станции
1.3.1 Тепловые электростанции
1.3.2 Теплофикационные паратурбинные электростанции
1.3.3 Атомные электростанции
1.3.4 Режимы работы электростанций
1.3.5 Генераторы электрических станций
1.3.6 Синхронные компенсаторы
1.3.7 Трансформаторы
1.4 Конструкции электрических сетей
1.4.1 Внутренние электрические сети
1.4.2 Кабельные линии
1.4.3 Воздушные линии
1.4.3.1 Провода воздушных линий
1.4.3.2 Расположение проводов на опорах
1.4.3.3 Основные характеристики воздушных линий
1.4.3.4 Эксплуатация воздушных линий
1.5 Схемы замещения линий электрической сети
1.5.1 Активное сопротивление линии
1.5.2 Реактивное индуктивное сопротивление линии
1.6 Выбор сечения проводов и кабелей по экономической плотности тока
1.7 Выбор проводов и кабелей по условиям нагревания
1.7.1 Нагревание и охлаждение проводов
1.7.2 Предельно допустимые температуры нагрева проводников
1.7.3 Расчет нагревания проводов
1.7.4 Выбор проводов и кабелей по условиям нагревания
1.8 Токи короткого замыкания
1.8.1 Методы расчета токов короткого замыкания
1.8.2 Метод относительных единиц
1.8.3 Система именованных единиц
1.8.4 Трехфазное короткое замыкание в системе с неограниченной мощностью
1.8.5 Упрощенный метод расчета токов короткого замыкания
2 Внутреннее электроснабжение
2.1 Основные понятия
2.1.1 Пункты присоединения
2.1.2 Тяговая подстанция
2.2 Электрические аппараты распределительных устройств переменного тока
2.2.1 Электрические контакты
2.2.2 Электрическая дуга переменного тока
2.2.3 Гашение электрической дуги в выключателях
2.2.4 Выключатели
2.2.5 Разъединители

2.2.6	Защита электрических цепей плавкими предохранителями и автоматическими выключателями	
2.2.6.1	Плавкие предохранители	
2.2.6.2	Выбор сечений проводов и кабелей по условиям нагревания в сетях до 500 В при защите линий автоматическими выключателями или тепловыми реле	
2.2.7	Разрядники.....	
2.2.8	Реакторы	
2.3	Релейная защита	
2.3.1	Основные понятия	
2.3.2	Основные виды релейной	
2.3.3	Типы защит.....	
2.3.4	Максимальная токовая направленная защита.....	
2.3.5	Дифференциальная защита	
2.3.6	Продольные дифференциальные защиты.....	
2.4	Защитное заземление	
2.4.1	Виды заземлений	
2.4.2	Расчет заземляющих устройств.....	
2.4.3	Защита от замыкания на землю в распределительном устройстве постоянного тока.....	
2.4.4	Конструктивное выполнение.....	
2.5	Основное оборудование тяговых	
2.5.1	Трансформаторы	
2.5.2	Силовые аппараты РУ постоянного тока.....	
2.5.2.1	Разъединители.....	
2.5.2.2	Короткозамыкатель	
2.5.2.3	Быстродействующие выключатели постоянного тока	
2.5.3	Преобразовательные агрегаты тяговых подстанций	
2.5.3.1	Параллельное соединение вентилях	
2.5.3.2	Последовательное соединение вентилях.....	
2.5.3.3	Защита кремниевых вентилях	
3	Контактная сеть	
3.1	Типы контактной сети	
3.2	Конструкция контактной сети	
3.2.1	Контактные провода	
3.2.2	Усиливающие провода и питающие линии.....	
3.2.3	Стальные тросы.....	
3.2.4	Изоляторы.....	
3.2.5	Зажимы.....	
3.2.6	Спецчасти контактной сети	
3.2.6.1	Секционные изоляторы.....	
3.2.6.2	Пересечение контактных линий трамваев и троллейбусов	
3.2.6.3	Пересечение троллейбусных линий.....	
3.2.6.4	Управляемые стрелки.....	
3.2.6.5	Сходные стрелки.....	
3.2.6.6	Опоры.....	
3.2.6.7	Гибкие поперечины	
4	Расчет электрических сетей.....	

4.1	Задачи электрического расчета сетей.....	
4.2	Расчет разомкнутых сетей с сосредоточенной нагрузкой.....	
4.3	Расчет разомкнутых сетей с равномерно распределенной нагрузкой	
4.4	Разветвленные сети с односторонним питанием	
4.5	Замкнутые сети с двусторонним питанием	
4.6	Распределение токов в замкнутых сетях при неравенстве напряжений источников питания	
4.7	Принципы расчета тяговых сетей.....	
4.7.1	Метод равномерно распределенной нагрузки	
4.7.2	Обобщенный аналитический метод.....	
4.8	Токи короткого замыкания в тяговых сетях.....	
4.9	Способы защиты от малых токов короткого замыкания.....	
4.10	Блуждающие токи	
4.11	Мероприятия по ограничению блуждающих токов.....	
	Список литературы.....	

ВВЕДЕНИЕ

Городской электрический транспорт (ГЭТ) является транспортным средством **неавтономным** в отличие от автономного транспортного средства (автобус, тепловоз).

Автономное транспортное средство имеет у себя на борту свою собственную энергетическую установку, вырабатывающую энергию, идущую на вращение движущих колес. У **неавтономных** транспортных средств на борту отсутствует такая энергетическая установка и потому для привода колес необходимо подводить энергию извне.

Из всех видов энергии самое широкое применение в народном хозяйстве и потребление в быту получила электрическая энергия. Это объясняется возможностью передачи больших количеств электроэнергии на большие расстояния, простотой ее распределения между потребителями и легкостью превращения в другие формы энергии (световую, тепловую, механическую, химическую).

Таким образом, для работы неавтономного транспортного средства к нему необходимо передавать по проводам электроэнергию, которая преобразуется в тяговых электродвигателях в механическую энергию идущую на вращение колес.

Современное электроснабжение любых потребителей электроэнергии производится от тепловых, гидравлических и атомных электростанций, вырабатывающих электроэнергию. Электростанции могут находиться вблизи потребителей, но могут быть удалены от них на значительные расстояния. В обоих случаях передача электроэнергии от электростанции к потребителю осуществляется по проводам электрических линий. Если же потребители значительно удалены от электростанций, передачу электроэнергии приходится осуществлять при повышенном напряжении. Тогда между электростанцией и потребителями необходимо соорудить повысительные и понизительные подстанции.

В общем виде схема питания трамвая представлена на рисунке 1.

Электрические станции, повысительные и понизительные подстанции, линии электропередач и кабельные линии, питающие тяговые подстанции образуют **внешнее электроснабжение**.

Тяговые подстанции (начиная с входных шин), контактная и рельсовая сеть, питающие и отсасывающие линии образуют **вторичное электроснабжение** (тяговое электроснабжение).

Генераторы трехфазного переменного тока частотой 50 Гц, установленные на электростанции 3 вырабатывают напряжение 6,3; 10,5; 21 кВ. Для передачи электроэнергии на большие расстояния при указанном напряжении в линиях электропередачи будут наблюдаться большие потери электроэнергии из-за значительных токов. При этом из-за большого сечения проводов значительно увеличивается расход цветных металлов на

сооружение линии электропередачи. Экономически выгодно передавать электроэнергию напряжением 1 кВ на расстояние 1 км. Так при напряжении в линии электропередач 35 кВ экономически выгодным расстоянием передачи электроэнергии будет 35 км.

Поэтому электроэнергия, выработанная генераторами электростанции подается на повысительный трансформатор 5 повысительной подстанции, где напряжение повышается до 35-750 кВ в зависимости от расстояния, на которое необходимо передать электроэнергию. Электроэнергия высокого напряжения по линии электропередачи 6 поступает на районную понизительную подстанцию 7, откуда по кабельной линии 8 напряжением 6-10 кВ подается на шины переменного тока тяговой подстанции. Тяговый трансформатор тяговой подстанции снижает напряжение переменного тока до 600 В, а выпрямительная установка 10 выпрямляет переменный ток. Выпрямленный ток по питающей линии 11 поступает в контактную сеть, а по отсасывающей линии 14 возвращается на тяговую подстанцию.

1 ВНЕШНЕЕ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЕ

1.1 Электрическая система

По технико-экономическим соображениям и для повышения надежности снабжения потребителей электроэнергией электростанции при помощи линий электропередач и подстанций связываются для параллельной работы на общую нагрузку.

Совокупность электростанций, линий электропередачи, подстанций и тепловых сетей, связанных в одно целое общностью режима и непрерывностью процесса производства и распределения электрической и тепловой энергии называется **энергетической системой**.

Часть энергетической системы, состоящей из генераторов, распределительных устройств, повысительных и понизительных подстанций, линий электропередачи и приемников электроэнергии, называется **электрической системой**.

Часть электрической системы, состоящей из подстанций и линий электропередач различного напряжения, называется **электрическими сетями**. Электрическая сеть служит для передачи и распределения электроэнергии от места ее производства к местам потребления.

Электрические сети различаются по напряжению, по назначению и по конструктивному выполнению и состоят из системы изолированных проводов, снабженной соответствующими аппаратами и приборами для переключений, измерений, трансформации, регулирования напряжения и т.д. Поэтому под понятием электрические сети подразумевают не

только линии электрической сети, но и подстанции со всем электрооборудованием.

Электрические сети можно разбить на две группы:

а) *местные сети* (коммунальные, фабрично-заводские, сельскохозяйственные и т.д.) с радиусом действия не более 15-30 км и напряжением до 35 кВ включительно;

б) *районные сети* (одионочные линии электропередачи, собственно районные с одной электростанцией и сети электрических систем с несколькими электростанциями напряжением 110 кВ и выше.

Если энергия от источника питания подводится непосредственно к отдельным трансформаторам или абонентским подстанциям то такая сеть называется *распределительной*.

Если же сеть передает энергию источника питания на распределительные пункты, то она называется *питательной* сетью.

На рисунке 2 приведена принципиальная схема электрической системы.

В зависимости от способа соединения тяговых подстанций (ТП) городского электротранспорта (ГЭТ) с питающими их понизительными трансформаторными подстанциями (ПП) различают следующие схемы первичного питания или внешнего электроснабжения:

а) *радиальные* (1-4) рисунок 3;

б) *магистральные*: 1) линия-шина (5) рисунок 3; 2) кольцевые (6) рисунок 3.

Радиальные схемы питания подразделяются на виды:

а) с параллельной работой питающих вводов (1) рисунок 3;

б) с раздельной работой вводов (2) рисунок 3;

в) с кабелями связи между тяговыми подстанциями (3) рисунок 3;

г) однолучевые (4) рисунок 3.

Радиальные схемы находят преимущественное применение при централизованных системах питания. Для мощных многоагрегатных тяговых подстанций наиболее целесообразным является питание от двух понижающих подстанций ПП1 и ПП2 с автоматическим включением резерва (АВР).

Однолучевые радиальные и кольцевые магистральные схемы применяют чаще при децентрализованном питании контактной сети. Кольцевые схемы предпочтительны в тех случаях, когда начальная и конечная ТП расположены вблизи от источника питания, а линия-шина, когда цепь тяговых подстанций вытянута в длину.

1.1.1 Напряжения электрических сетей

Номинальным напряжением приемников электрической энергии, генераторов и трансформаторов называется напряжение, на которое они рассчитаны для нормальной работы и при котором дают наибольший

экономический эффект. Каждая электрическая сеть характеризуется номинальным напряжением приемников электроэнергии, которые от нее питаются.

Идеальным случаем было бы равенство напряжений во всех точках сети номинальному напряжению приемников.

В действительности же из-за прохождения электрического тока по сети, а значит из-за наличия падения напряжения в сети ($\Delta V = Ir$, где r – зависит от длины сети) напряжения на приемниках, расположенных вдоль питающей линии будут различны и не соответствовать номинальным величинам. Чтобы уменьшить эти отклонения напряжений от номинального значения, необходимо в начале линии у источника питания поддерживать напряжение выше, а в конце линии у приемников – ниже номинального (см. рисунок 4).

Допустимые отклонения напряжения зависят от характера приемников. Наибольшей допустимой величиной отклонения напряжения принимается отклонение $\pm 5\%$. Поэтому за номинальное напряжение генераторов принято напряжение, на 5% выше номинального напряжения сети. Например, при номинальном напряжении сети 6 кВ номинальное напряжение генераторов будет $6,3\text{ кВ}$.

Номинальные напряжения трансформаторов рассмотрим на примере рисунка 5.

Как видно из рисунка 5 вторичная обмотка трансформатора T_2 является генерирующей обмоткой для линии 3-4, и поэтому ее напряжение при нагрузке трансформатора должно быть выше номинального напряжения линии на $\pm 5\%$, т.е. должно составлять $6,3\text{ кВ}$. Но так как при нагрузке имеет место потеря напряжения в самом трансформаторе, примерно равная также 5% , то, следовательно, напряжение вторичной обмотки трансформатора при холостом ходе должно быть на 10% выше номинального напряжения сети, т.е. $6,6\text{ кВ}$. Аналогично с номинальным напряжением вторичной обмотки и трансформатора T_1 ($3,3; 6,6; 11,0; 38,5; 121; 169; 242\text{ кВ}$).

Номинальное напряжение первичных обмоток трансформаторов, являющихся приемниками электроэнергии должно быть равно номинальному напряжению питающих их сетей, т.е. $3; 6,3; 10; 35; 110; 154; 220\text{ кВ}$.

Для первичных обмоток трансформаторов, присоединенных непосредственно к сборным шинам станции или подстанции или к выводам (собственных нужд станции), в стандарте предусматриваются напряжения, на 5% выше номинального напряжения сети, а именно: $3,15; 6,3; 10,5$ и $15,75\text{ кВ}$ (см.таблицу 1).

Т а б л и ц а 1 - Номинальные напряжения электрических машин

U _n между проводами у приемников электроэнергии			Номинальное напряжение на зажимах			
= тока	Трехфазного тока		Генератора		Трансформаторов	
	Между- фазное	фазное	=тока	Трехфазного тока	Трехфазного тока (между- фазное)	
					W ₁	W ₂
В ВОЛЬТАХ						
110	-	-	115	-	-	-
-	127	-	-	133	-	-
220	222	127	230	230	220	230
-	380	220	-	400	380	400
440	-	-	460	-	-	-
-	500	-	-	525	500	525
В КИЛОВОЛЬТАХ						
	3	-	-	3,15	3 и 3,15	3,15 и 3,3
	6	-	-	6,3	6 и 6,3	6,3 и 6,6
	10	-	-	10,5	10 и 10,5	10,5 и 11
	-	-	-	15,75	15,75	-
	35	-	-	-	35	38,5
	110	-	-	-	110	121
	154	-	-	-	154	169
	220	-	-	-	220	242

1.2 Основные понятия о расчетах электрических сетей

Электрические сети должны обеспечивать:

- а) бесперебойность электроснабжения;
- б) хорошее качество энергии, характеризующееся надлежащим уровнем напряжения и частоты у потребителя;
- в) удобство и безопасность эксплуатации;
- г) экономичность сооружения сети и ее эксплуатации;
- д) возможность дальнейшего развития без коренного переустройства сети.

Требования к сети в отношении надежности и безопасности электроснабжения потребителей зависит от характера потребителей, разделяющихся на следующие категории:

1-я категория – электроприемники потребителей, перерыв в электроснабжении которых может повлечь за собой массовый брак продукции, расстройство сложного технологического процесса, нарушение особоважных элементов городского хозяйства, значительный ущерб народному хозяйству;

2-я категория – электроприемники потребителей, перерыв в электроснабжении которых связан с массовым недоотпуском продукции, простоем рабочих, механизмов и промышленного транспорта, нарушением нормальной деятельности значительного количества городских жителей;

3-я категория – неответственные нагрузки, как, например, электроприемники цехов несерийного производства, вспомогательных цехов, небольшие поселки, небольшие кустарные предприятия и т.д.

Электроприемники 1-ой категории должны обеспечиваться электрической энергией от двух независимых источников питания и перерыв их электроснабжения допускается лишь на время автоматического ввода резервного питания. При небольшой мощности электроприемников 1-ой категории в качестве второго источника питания могут быть использованы передвижные электростанции, аккумуляторные батареи, двигатели внутреннего сгорания и т.д.

Для электроприемников 2-ой категории допустимы перерывы электроснабжения на время необходимое для включения резервного питания действиями дежурного персонала. Учитывая высокую надежность воздушных линий 6 кВ и выше и возможность быстрого их восстановления при повреждениях, допускается питание потребителей 2-ой категории по одной воздушной линии.

Для электроприемников 3-ей категории допустимы перерывы в электроснабжении на время не свыше одних суток.

Для обеспечения изложенных выше требований, предъявляемых к электрическим сетям, при их проектировании производят ряд расчетов:

а) расчет на потерю энергии, задача которого заключается в достижении наибольшей экономической эффективности при выборе номинального напряжения сети, сечения проводов и кабелей, способов регулирования, типа опор и других элементов сети;

б) расчет на нагревание проводов и кабелей (тепловой расчет), задачей которого является определение величины тока, допустимого для данного сечения провода или кабеля при заданных температурных условиях или, наоборот, выбор сечения провода или кабеля для заданных величины тока и температурных условий;

в) расчет на потерю напряжения, обеспечивающий надлежащее качество электроэнергии потребителя.

Эти три вида расчета, связанные протеканием электрического тока в сети, называют электрическими расчетами;

г) расчет на механическую прочность (механический расчет) имеет целью проверку механической прочности проводов, тросов, опор, изоляторов, подвергающихся действию различных механических нагрузок (собственный вес, гололед, ветер);

д) задачей дополнительных расчетов является проверка для некоторых электросетей выбранных сечений проводов и кабелей на тепловые действия токов короткого замыкания, проверка устойчивости параллельной работы электростанций, связанных между собой электрической сетью.

1.3 Электрические станции

Промышленные предприятия, на которых энергия природных источников перерабатывается в электрическую энергию, называются электростанциями.

Установки, в которых происходит преобразование электрической энергии (повышение или понижение напряжения, преобразование переменного тока в постоянный ток, преобразование частоты переменного тока) называются электрическими подстанциями.

В зависимости от типа первичного двигателя электростанции подразделяются на тепловые, гидроэлектрические, ветроэлектростанции, солнечные. В свою очередь тепловые электростанции подразделяются на паротурбинные, газотурбинные, атомные.

1.3.1 Тепловые электростанции

Конденсационные паротурбинные электростанции. На рисунке 6 представлена принципиальная схема работы конденсационной электростанции. Уголь с угледробилки по транспортерам поступает в пылеприготовительное устройство и после размола и сушки поступает через форсунки в топку котла. Образовавшийся в котле пар при температуре до 540°C и давлении 22-30 МПа совершает в паровой турбине механическую работу. После прохода последней ступени турбины пар поступает в конденсатор, где охлаждается циркулирующей холодной водой и поступает в питательный бак. Из питательного бака вода снова поступает в котел.

КПД такой электростанции составляет около 26%, т.к. очень велики потери энергии на конденсацию.

1.3.2 Теплофикационные паротурбинные электростанции

Электростанции этого типа обеспечивают близлежащие предприятия и жилые районы не только электроэнергией, но также горячей водой и паром. Пар для нужд потребителей отводится от промежуточных

ступеней турбины. При этом часть пара поступает непосредственно потребителям, а другая часть в водоподогреватель для получения горячей воды (рисунок 7). Отработанная теплофикационная вода поступает в питательный бак. Потери энергии на конденсацию пара при этом уменьшаются примерно в 3 раза и общий КПД таких электростанций достигает 70%.

Большинство электростанций страны являются тепловыми паротурбинными, поэтому очень важно повышать экономичность их работы. Более высокая температура пара и более высокое его давление, а также увеличение единичной мощности турбин и генераторов повышает КПД такой электростанции.

1.3.3 Атомные электростанции

На атомных электростанциях (АЭС) тепловая энергия деления ядер расщепляющихся материалов (уран-235, плутоний-239, уран-233) используется для получения электро и тепловой энергии. Как видно из рисунка 8 в реакторе 1 происходит цепная реакция деления ядер ядерного топлива в результате чего выделяется большое количество тепловой энергии. В качестве замедлителей нейтронов используется графит. В графитовых блоках 2 имеются цилиндрические каналы, в которые вставлены втулки 3 выполненные из урана. По находящимся внутри канала 5 U-образным стальным трубам под давлением протекает вода, нагретая до 320°C, которая отводит тепло реактора в сепаратор 6, в верхней части которого собирается насыщенный пар. Этот пар подсушивается и перегревается проходя вновь по трубам каналов 4 реактора. Перегретый пар из этих каналов при температуре 530°C и давлении 17 МПа поступает по трубам в парогенератор 9, проходя который пар конденсируется и конденсат вместе с водой из сепаратора 6 насосом 7 подается в каналы 5 реактора.

Парогенератор состоит из подогревателя конденсата 8, парогенератора насыщенного пара 10 и пароперегревателя 11. Перегретый пар из парогенератора поступает в паровую турбину 12, которая вращает генератор 13. Отработанный в турбине пар поступает в конденсатор 14, откуда конденсат насосом 15 подается в подогреватель 16 и далее в парогенератор 9.

Производительность реактора регулируется с помощью стержней, выполненных из материала, активно поглощающего нейтроны, и находящихся в каналах реактора. КПД такой АЭС – 35 %.

У нас в стране первая АЭС строилась под Минском, но после взрыва 4-ого блока Чернобыльской АЭС это строительство было прекращено и станция была перепроектирована под тепловую. В настоящий момент развитие атомной энергетики стоит на перепутье. Однако, по мнению

ряда ученых, в стране без достаточного количества топливных ископаемых, какой является Беларусь, в перспективе не обойтись без строительства АЭС.

Остальные типы электростанций не характерны для Беларуси, поэтому подробно рассматривать их работу не будем.

1.3.4 Режимы работы электростанций

В работе электрических станций характерной особенностью является полное равенство между энергией, вырабатываемой станциями, и энергией, потребляемой электроустановками и включающей все виды потерь. Т.е. генераторы электростанций должны вырабатывать в любой момент такую активную мощность, которая покрывала бы сумму активных нагрузок потребителей, включая потери активной энергии на нагрев проводов и стальных сердечников и такую реактивную энергию, которая соответствовала бы энергии магнитных и электрических полей во включенных электрических цепях.

Пользуясь годовыми графиками (отражают максимальные суточные нагрузки в каждом месяце) можно определить, какое число агрегатов должно находиться в работе по месяцам года, и в соответствии с этим составлять планы капитальных ремонтов оборудования.

Годовые графики по продолжительности обычно используются для технико-экономических расчетов при определении параметров оборудования станций, подстанций и сетей.

Изучение графиков нагрузок позволяет определить ряд величин и коэффициентов.

К о э ф ф и ц и е н т н а г р у з к и

$$\kappa_{\text{н}} = \frac{P_{\text{ср}}}{P_{\text{max}}},$$

где $P_{\text{ср}}$ и P_{max} – соответственно средняя и максимальная мощности за рассматриваемый период T .

П р о д л ж и т е л ь н о с т ь и с п о л ь з о в а н и я м а к с и м а л ь н о й н а г р у з к и

$$T_{\text{max}} = \frac{A}{P_{\text{max}}} \quad \text{или} \quad T_{\text{max}} = \kappa_{\text{н}} T,$$

где A – энергия за рассматриваемый период (при $P = P_{\text{ср}}$).

К о э ф ф и ц и е н т и с п о л ь з о в а н и я у с т а н о в л е н н о й м о щ н о с т и х а р а к т е р и з у е т с т е п е н ь и с п о л ь з о в а н и я о б о р у д о в а н и я

$$\kappa_{\text{уст}} = \frac{P_{\text{ср}}}{P_{\text{уст}}} = \frac{A}{TP_{\text{уст}}},$$

где $P_{уст}$ – суммарная номинальная мощность всех установленных машин, включая резервные.

Так как $P_{max} < P_{уст}$, то $\kappa_{уст} < \kappa_H$.

При $\kappa_{уст} = \kappa_H$ станция или тяговая подстанция будет работать без резерва.

Коэффициент резерва

$$\kappa_p = \frac{\kappa_{н.год}}{\kappa_{уст.год}}.$$

Продолжительность использования установленной мощности

$$T_{уст} = \frac{A}{P_{уст}} = \kappa_{уст} T.$$

Коэффициент одновременности показывает, какая часть из установленных электроприемников работает в часы максимума

$$\kappa_0 = \frac{P_{пр.раб}}{P_{пр}},$$

где $P_{пр.раб}$ – присоединенная мощность электроприемников, работающих в часы максимума;

$P_{пр}$ – полная присоединенная мощность всех электроприемников.

Коэффициент загрузки – характеризует загрузку электроприемников в часы максимума.

$$\kappa_3 = \frac{P_d}{P_{пр.раб}},$$

где P_d – действительная мощность работающих электроприемников в часы максимума.

Последние два коэффициента обычно объединяют в один, который носит название коэффициента одновременности использования присоединенной мощности.

$$\kappa_{о.и.} = \kappa_0 \kappa_3$$

Этот коэффициент берут из таблиц.

На основании этого коэффициента можно определить максимальную нагрузку

$$P_{н..max} = \kappa_{о.и.} \cdot P_{пр}.$$

Полная мощность, которая должна быть получена от энергосистемы с учетом потерь в линии и потерь в электроприемниках:

$$P = K_c \cdot P_{уст\Sigma},$$

где K_c – коэффициент спроса;

$P_{уст\Sigma}$ – суммарная установленная мощность.

$$\kappa_c = \left(1 + \frac{P_{пер}}{100}\right) \frac{\kappa_0 \kappa_3}{\eta_{ср}},$$

где $P_{пер}$ – переменные потери в проводах сети в % от максимальной мощности электроприемников (для сетей низкого напряже-

ния $P_{\text{пер}} = 3-5\%$, в промышленных сетях высокого напряжения $P_{\text{пер}} = 6-8\%$;
 $\eta_{\text{ср}}$ – средний КПД электроприемников.

1.3.5 Генераторы электрических станций

Основным оборудованием тепловой электростанции является турбогенератор трехфазного тока. Турбогенераторы непосредственно соединены с турбинами и вращаются с частотой 3000 об/мин. Из-за большой скорости вращения диаметр ротора турбогенератора не превышает 1,1 м и для повышения мощности генератора приходится увеличивать длину ротора, а это вызывает повышенный прогиб вала ротора.

Мощность генератора ограничивается нагревом его обмоток. В зависимости от класса изоляции обмоток (F или H), допустимая температура нагрева обмоток статора – 120 и 140°C, ротора – 135 и 160°C.

Для увеличения мощности турбогенераторов применяется принудительное охлаждение его обмоток воздухом, водородом, водой и маслом. Воздушное охлаждение применяется для генераторов небольшой мощности. Современные мощные турбогенераторы оборудуются водородным и водяным охлаждением.

Преимущество применения вместо воздуха водородного водяного или масляного охлаждения вытекает из сравнения их физических свойств (таблица 2).

Т а б л и ц а 2 - Относительные коэффициенты отвода тепла различными газами и жидкостями

Охлаждающая среда	Удельная теплоемкость	Плотность	Теплоотводящая способность
Воздух	1,0	1,0	1,0
Водород при давлении 2 кГ/см ²	14,35	0,21	3,0
Масло трансформаторное	2,0	848	21,0
Вода	4,16	1000	50,0

Так переход с воздушного охлаждения на водородное позволяет повысить мощность генераторов на 20% и КПД на 1%.

1.3.6 Синхронные компенсаторы

Электрические системы с многократной трансформацией и большой длиной ЛЭП характеризуются наличием значительной реактивной мощности. Увеличение потребления реактивной мощности вызывает увеличение тока в проводниках всех элементов электрической системы. Потери же мощности в энергосистеме, связанные с дополнительными потерями в проводниках, требуют некоторого увеличения генераторной мощности электростанции. Поэтому повышение коэффициента мощности электрических установок является частью общей проблемы повышения КПД электрической системы.

Для компенсации реактивной мощности применяют синхронные компенсаторы. Синхронный компенсатор является синхронной машиной, которая подключается к сети и работает без нагрузки на валу, но с изменяющимся током возбуждения. Если такую машину перевозбудить, то ток будет опережать напряжение сети, т.е. он будет емкостным, и будет компенсировать отстающий ток, обусловленный индуктивностью элементов сети. В недо возбужденных машинах ток будет отстающим, т.е. индуктивным.

В разветвленных и длинных ЛЭП при небольших нагрузках преобладает емкость линии и для ее компенсации компенсаторы, установленные на ЛЭП, в этом случае работают в режиме недо возбуждения. При увеличении нагрузки с преобладанием индуктивности компенсатор переводят в режим работы с перевозбуждением.

Синхронные компенсаторы проще турбогенераторов, т.к. не несут на валу нагрузки и частота вращения ротора не превышает 100-600 об/мин.

1.3.7 Трансформаторы

Классификация трансформаторов производится по ряду признаков:

- а) по числу фаз – одно- и трехфазные;
- б) по числу обмоток на каждом сердечнике – двух- и трехобмоточные;
- в) по способу охлаждения – масляные (м), воздушные (с) и газовые (элегазовые).

Наибольшее распространение получили масляные трансформаторы. Они могут быть:

- а) трансформаторы с естественным масляным охлаждением (м);
- б) масляные трансформаторы с воздушным дутьем (Д);
- в) с принудительной циркуляцией масла через водяной охладитель (Ц);
- г) с принудительной циркуляцией масла через охладители, обдуваемые вентилятором (ДЦ).

Трансформаторное масло служит как для охлаждения обмоток и стали, так и для изоляции.

По назначению трансформаторы в электрических установках подразделяются на повысительные, служащие для повышения подводимого к нему напряжения, и понизительные, снижающие подводимое к нему напряжение.

В повысительных трансформаторах первичная обмотка является обмоткой низкого (НН) напряжения, а вторичные обмотки – обмотки высшего напряжения (ВН). В трехобмоточном трансформаторе могут быть и обмотки среднего напряжения (СН).

Обмотки ВН обозначаются заглавными буквами А, В, С и X, Y, Z, обмотки НН – теми же буквами а, в, с и x, y, z.

Первичные и вторичные обмотки трехфазных трансформаторов могут быть соединены в звезду и треугольник.

В параллельную работу могут быть включены лишь те трансформаторы, которые имеют одинаковое напряжение и одинаковую группу соединений обмоток.

Трансформаторы в эксплуатации могут выдерживать перегрузки (нормальные и аварийные). Нормальные перегрузки допускаются в зависимости от суточного и годового графиков нагрузки.

Для лучшего использования установленной мощности трансформатора следует в часы максимума нагружать трансформатор несколько более номинального значения. Допустимый максимум нагрузки при этом определяется по диаграмме нагрузочной способности (рисунки 9).

По диаграмме определяют сначала коэффициент заполнения суточного графика.

$$k_{\text{зап}} = A/24 I_{\text{макс}},$$

где A – суточный расход электроэнергии по счетчику;

$I_{\text{макс}}$ – максимальный ток в часы максимума.

Каждому из полученных значений коэффициента заполнения на диаграмме будет соответствовать своя расчетная кривая. По этой кривой для различной продолжительности n перегрузки определяют допустимую кратность перегрузки

$$k_n = I_{\text{макс}} / I_{\text{ном}}$$

и максимальный ток

$$I_{\text{макс}} = n I_{\text{ном}}$$

нагрузки для заданной продолжительности n перегрузки.

Максимальная перегрузка трансформатора в любых условиях не должна превышать 30 % от номинальной мощности.

Предельно допустимая температура нагрева трансформаторного масла в эксплуатации не должна превышать 95°C.

1.4 Конструкции электрических сетей

Электрические сети бывают наружными и внутренними. В зависимости от назначения и исполнения электрические сети подразделя-

ются на с и л о в ы е , питающие различное технологическое оборудование (электродвигатели, электронагревательное оборудование) и о с в е т и т е л ь н ы е питающие осветительные приборы.

1.4.1 Внутренние электрические сети

Внутренние электрические сети выполняются изолированными проводами, кабелями или голыми проводами и шинами. Изолированные провода можно разделить на:

- а) провода незащищенные;
- б) провода защищенные;
- в) шнуры.

З а щ и щ е н н ы м и называются изолированные провода, имеющие поверх электрической изоляции оболочку, предназначенную для герметизации и защиты от внешних воздействий, например, провода марок АПРН, ПРВД, АПРФ, ПУНП и др. Н е з а щ и щ е н н ы е провода не имеют поверх изоляции вышеупомянутой оболочки (провода марок АПРТО, ПРД, АППР, АПВ, ППВ, АППВС и др.). Шнур состоит из двух и более изолированных гибких жил сечением до 1,5 мм², скрученных или уложенных параллельно, поверх которых может быть неметаллическая оболочка или защитные покровы (например, ШБПВ, ШВПЛ, ШБВЛ и др.).

1.4.2 Кабельные линии

Кабель представляет собой одну или несколько скрученных вместе изолированных жил, заключенных в общую резиновую, пластмассовую или металлическую оболочку (например, НРГ, КРПТ, АВВГ и др.). Оболочка служит для защиты изоляции жил от воздействия света, влаги, химических веществ, от механических повреждений.

Кабельные линии дороже воздушных (так кабельная линия в восемь раз дороже аналогичной воздушной двухцепной линии напряжением 110 кВ). Кабель состоит из трех основных частей: токоведущие жилы; изоляция; защитные оболочки.

Токоведущие жилы изготавливаются из медных или алюминиевых проволок и бывают, как одножильными, так и многожильными. По числу проволок кабели бывают одно-, двух-, трех- и четырехжильными.

О д н о ж и л ь н ы е кабели применяются в трехфазных линиях переменного тока напряжением 110 кВ и выше и в линиях постоянного тока.

Д в у х ж и л ь н ы е кабели применяются только в сетях постоянного тока.

Т р е х ж и л ь н ы е - в трехфазных сетях переменного тока напряжением до 110 кВ.

Четыре жилые - в трехфазных сетях переменного тока низкого напряжения. Четвертая жила кабеля является «нулевой».

Изоляция кабеля выполняется из резины или пропитанной специальными составами тонкой кабельной бумаги. Кабели с резиновой изоляцией предназначены для линий напряжением до 6000 В. Изоляция кабелей напряжением 35 кВ включительно применяется из бумаги толщиной 0,1 – 0,2 мм с вязкой пропиткой. Для кабеля напряжением 110 кВ толщина бумаги 0,06 – 0,15 мм, а для напряжения 220 В – 0,014-0,1 мм.

В качестве защитных оболочек применяются свинцовые, алюминиевые и резиновые негорючие оболочки. Для защиты от механических повреждений защитной оболочки поверх нее через прослойку из джута накладывается стальная ленточная или проволоочная броня (такой кабель называется бронированным). В свою очередь, броня защищена от химических воздействий битумным покрытием.

Для кабельных линий высокого напряжения применяют маслонаполненные кабели на низкое (98 кПа), среднее (0,3 МПа) и высокое давление (1,5 МПа). Кабели на среднее давление прокладываются при длине линии до 4 км, а высокое давление – до 10 км.

В таблице 3 приведены технические данные и область применения наиболее распространенных проводов и кабелей.

Т а б л и ц а 3 - Технические данные и область применения проводов и кабелей

Марка провода, кабеля	Наименование	Число жил	Сечение, мм ²	Область применения
провода с резиновой изоляцией				
АПРИ	Провод с алюминиевой жилой, с резиновой изоляцией, обладающей защитными свойствами	1	0,25-120	В осветительных и силовых сетях
ПРИ	То же, с медной жилой	1	0,75-120	То же
ПРГИ	То же, с медной гибкой жилой	1	0,75-120	То же
АП-РТО	Провод с алюминиевой жилой в оплетке из х/б пряжи, пропитанной противогнилостным составом	1,2 3	2,5-120	Для прокладки в трубах
ПРТО	То же, с медной жилой	1 2,3	0,75-120 1-120	То же
ПРД	Провод с медной жилой в оплетке из х/б ткани, витой	2	0,75-6	В сухих отапливаемых помещениях для прокладки на роликах
АППР	Провод с алюминиевой жилой	2,4	2,5-10	Для прокладки непосредствен-

	плоский с раздельным основанием. Резиновая изоляция не распространяет горения			но по деревянным основаниям
Провода с пластмассовой изоляцией				
АПВ	Провод с алюминиевой жилой с ПВХ изоляцией	1	2,5-120	Для осветительных и силовых сетей внутри сухих, сырых, особо сырых помещений
ПВ	То же, с медной жилой	1	0,5-95	То же
ПП	Провод с медной жилой, изоляцией из полиэтилена	1	0,5-95	То же
АПП	То же, с алюминиевой жилой	1	2,5-120	То же
ППВ	Провод с медной жилой с ПВХ изоляцией, плоский с раздельным основанием для открытой прокладки	2,3	0,75-4	Для осветительных сетей сухих и сырых помещений. Для прокладки открыто по поверхности негорючих стен и потолков
АППВ	То же, с алюминиевой жилой	2,3	2,5-6	То же
ППВС	Провод с медной жилой с ПВХ изоляцией, плоский без раздельного основания	2,3	0,75-4	Для осветительных сетей в сухих и сырых помещениях для скрытой прокладки, под штукатуркой, в трубах
АППВ С	То же, с алюминиевой жилой	2,3	2,5-6	То же
ПБН	Провод с пластмассовой изоляцией бытового назначения с медной жилой	1	0,2-0,75	Для монтажа электрических звонков и других приборов слабого тока бытового назначения
АПБН	То же, с алюминиевой жилой	1	0,5-1	То же
ППБН	Провод с пластмассовой изоляцией: плоский с раздельным основанием или без него бытового назначения	2	0,75-6	Для неподвижной прокладки в осветительных сетях
АППБ Н	То же с алюминиевой жилой	2	2,5-6	То же
Защищенные провода с резиновой изоляцией в пластмассовой и резиновой оболочках				
АРТ	Провод с алюминиевой жилой, с резиновой изоляцией, с несущим тросом	2	2,5-4	Для тросовой прокладки
АВТ	Провод с алюминиевой жилой (изоляция из ПВХ пластика с несущим тросом)	2,3	2,5-4	То же
		4	2,5-16	То же
АВТУ	То же, с усиленным несущим тросом	2,3	2,5-4	То же
		4	2,5-16	То же
ПРВД	Провод с медной жилой, гибкий с резиновой изоляцией в ПВХ оболочке	2	0,75-6	В осветительных сетях сухих отапливаемых помещений
АПРН	Провод с алюминиевой жилой, с резиновой изоляцией, в негорючей резиновой оболочке	1	2,5-120	То же
ПРН	То же, с медной жилой	1	1,5-120	То же
ПРГН	То же, с гибкой медной жилой	1	1,5-120	То же
ПУНП	Провод медный с резиновой или пластмассовой изоляцией в оболочке ПВХ пластика	2,3	0,75-6	Для прокладки в осветительных сетях
АПУН П	То же, с алюминиевой жилой	2,3	2,5-6	То же

Провода с резиновой изоляцией в металлической оболочке				
АПРФ	Провод с алюминиевой жилой, с резиновой изоляцией в оболочке из сплава АМЦ с фальцованным швом	1,2 3	2,5-4	В осветительных и силовых сетях сухих отапливаемых помещений
ПРФ	То же, с медной жилой	1,2 3,4	1-4	То же
ПРФл	То же, в оболочке из латуни	1,2 3	1-4	То же
Силовые небронированные кабели с резиновой изоляцией				
АВРГ	Кабель с алюминиевыми жилами, оболочка из ПВХ пластика	2,3	2,5-300	В осветительных и силовых цепях
АРГ	То же, с медными жилами	1,2 3	1,0-240	То же
АНРГ	Кабель с алюминиевыми жилами, оболочка из нейритовой резины, не распространяет горения	2,3	2,5-300	То же
НРГ	То же, с медными жилами	1,2 3	1-240	То же
СРГ	Кабель с медными жилами с оболочкой из свинца	1,2 3	1-240	То же

Силовые небронированные кабели с пластмассовой изоляцией				
ПВГ	Кабель с медными жилами в оболочке из полиэтилена	1,2 3	1,5-240	То же
ВВГ	То же, в оболочке из ПВХ пластика	1,2 3	1,5-240	То же
АВВГ	То же, с алюминиевой жилой	1,2 3	1,5-50	То же
ПсВГ	Кабель с медной жилой в оболочке из самозатухающего полиэтилена	1,2 3	1,5-50	То же
АПсВГ	То же, с алюминиевой жилой	1,2 3	1,5-50	То же
АПвВГ	Кабель с алюминиевой жилой, в оболочке из вулканизированного полиэтилена	1,2 3	1,5-50	То же
ПвВГ	То же, с медной жилой	1,2 3	1,5-50	То же

1.4.3 Воздушные линии

Воздушные линии в зависимости от напряжения и назначения подразделяются:

а) к л а с с I - линии с номинальными напряжениями между проводами одной цепи – 35 кВ и выше, за исключением линий 35 кВ, питающих нагрузки 3-ей категории;

б) к л а с с II – линии с номинальным напряжением до 20 кВ включительно, а также линии 35 кВ, питающие нагрузки 3-ей категории;

в) к л а с с III – линии с напряжением 1 кВ и ниже.

1.4.3.1 Провода воздушных линий

По конструктивному устройству различают:

- а) однопроволочные провода (только из меди и стали). (Например М10 – $d = 3,5$ мм);
- б) многопроволочные провода из одного металла (медь, алюминий, сталь и бронза) (например М-35);
- в) многопроволочные провода из двух металлов (сталь-алюминий, сталь-бронза) (например АС-120);
- г) пустотелые или полые провода.

Медные провода сейчас разрешается применять только в 5-ти километровой прибрежной зоне (насыщение воздуха солями) и в атмосфере агрессивных химических производств.

Алюминиевые провода применяются в местных сетях напряжением до 10 кВ (малая прочность не позволяет сильно их натягивать, отсюда большие провисы проводов).

Стальные провода применяют в местных сетях напряжением до 10кВ небольшой мощности.

Многопроволочные стальные провода ПС (провод стальной) и ПМС (провод медистый стальной). ПС имеют присадку меди до 0,2 %, а провод ПМС до 0,2 – 0,4 %. Однопроволочные стальные провода – ПСО изготавливаются диаметром 3; 3,5; 4 и 5 мм.

Кроме того выпускаются стальные многопроволочные тросы марок С-35; С-50 и С-70 – используемые в качестве защитных тросов для линий 35 кВ и выше.

Сталеалюминиевые провода выполняют для линии напряжением 35 кВ и выше с большими пролетами. В электрических расчетах сталеалюминиевых проводов проводимость стальной части провода не учитывается.

Провода из алдрея (сплав алюминия и незначительной доли магния и кремнезема) имеют в 2 раза большую механическую прочность и проводимость алюминия позволяют осуществлять большие пролеты. Но он плохо переносит вибрацию.

1.4.3.2 Расположение проводов на опорах

Расположение проводов на опорах воздушных линий может быть треугольным (а), вертикальное, горизонтальное (д), прямой елкой (б), обратной елкой (в), шестиугольником (в виде бочки). Различные способы расположения проводов на опорах приведены на рисунке 10.

Различают следующие варианты расположения проводов на опорах:

- а) в линиях до 1000 В и 6-10 кВ;
- б) в линиях одноцепных вплоть до 500 кВ – наилучшее т.к. позволяет применять более низкие опоры;
- в) предпочтительней по условиям монтажа, но увеличивает вес опоры;

г) применяется для двухцепных линий 110 и 220 кВ для проводов больших сечений.

Во всех способах подвески, кроме (а) имеет место несимметричное расположение проводов по отношению друг к другу. Из-за этого оказывается неодинаковое индуктивное сопротивление проводов и разное падение напряжения в проводах разных фаз даже при одинаковой в них нагрузке.

Для избежания этого приходится применять в длинных линиях **транспозицию** или перестановку фаз, т.е. изменение взаимного расположения проводов отдельных фаз (рисунок 11). Число транспозиций должны быть не менее 3. В зависимости от длины линии последняя делится на число частей, кратное 3, т.е. 3, 6 и т.д. На протяжении каждого трех участков осуществляется один полный цикл транспозиций. Надобность в транспозициях появляется в линиях с 110 кВ и выше при длине линии свыше 100 км.

Расстояние между анкерными опорами не должно превышать 5 км для линий 1 и 2 классов при сечении проводов до 120 мм² и 10 км – при большем сечении проводов.

1.4.3.3 Основные характеристики воздушных линий

Длина пролетов на линиях низкого напряжения составляет 30-50 м. Расстояния между проводами в среднем 0,4 – 0,6 м. Наименьшее расстояние нижней точки провода над землей составляет в населенных пунктах не менее 6 м.

Воздушные линии напряжением 6 – 10 кВ имеют расстояние между проводами 0,8 – 1,0 м. На опорах с траверсами – 1,2-1,5 м. Длина пролета 50-100 м. От нижней точки провода до земли в населенных пунктах – 7 м вне населенных пунктов – 6 м.

Деревянные опоры воздушных линий напряжением 35-110 кВ делаются двухстоечными. При этом расстояние между проводами – 4 м для $U = 110$ кВ и 3 м для $U = 35$ кВ. Для металлических опор – 3-5 м. Пролеты – 150-250 м. Расстояние от провода до земли в населенных пунктах 7 м и вне – 6 м.

Воздушные линии напряжением 220 кВ – выполняются на металлических опорах. Расстояния между проводами 7-7,5 м. Длина пролета 250-350 м. Нижняя точка провода над землей в населенном пункте – 8 м, вне населенного пункта 7 м.

Воздушная линии 400-500 кВ имеет расщепленные фазы на 2 или 3 параллельных провода. Суммарное сечение проводов на фазу – 1000 мм² и более. Пролет – 350-450 м. Габарит в населенных пунктах – 8 м. Расстояние между проводами фаз 10,5 м. Расстояние между проводами одной фазы – 0,4 м.

1.4.3.3 Эксплуатация воздушных линий

На работу воздушных линий сильное влияние оказывают: гололед, вибрация и пляска проводов, грозовые поражения, разрывы гирлянд изоляторов и соединений проводов.

Гололед. Провода и тросы воздушных электрических линий при определенных атмосферных условиях покрываются гололедом или изморозью. При этом на провода линий действует увеличенная нагрузка как от самого веса льда и снега, так и от ветровой нагрузки за счет увеличения площади проводов с гололедом. Гололед образуется при возникновении туманов и дождей при температуре 0-5°С. От гололеда происходит не только обрыв проводов, но и излом опор линий. Для борьбы с гололедом применяется плавление льда на проводах с помощью тока.

Вибрация. При скоростях ветра 0,5-10 м/с, дующего поперек линии в проводах появляется продольные стоячие волны с амплитудой до 50 мм и частотой 5-100 Гц. Это явление приводит к излому проводов, к самоотвертыванию болтов опор и др. Для борьбы с вибрациями применяются гасители вибрации, которые подвешиваются к проводу у поддерживающих и натяжных зажимов. Чаще всего подвержены вибрации линии с пролетом 120 м и более при сечении проводов 70 мм² и более.

Пляска проводов. При действии ветра под углом к воздушной линии возникают колебания проводов с большой амплитудой, что вызывает склестывание проводов различных фаз и выход из строя линии.

1.5 Схемы замещения линии электрической сети

На практике в большинстве случаев ограничиваются упрощенными методами расчета электрических линий, рассматривая линию не как бесконечно большого количества равномерно распределенных вдоль нее активных и реактивных сопротивлений и проводимостей, а с сосредоточенными активными и реактивными сопротивлениями и проводимостями.

В основу расчета принимают упрощенные схемы замещения линии, а именно: в местных сетях – обычно схему замещения, состоящую из последовательно соединенных активного (R) и реактивного (X) сопротивлений.

В линиях электропередачи и в районных сетях – П-образную схему замещения, в которой активная (G) и реактивная (B) проводимости включены в начале и конце линии.

Схема замещения местной сети приведена на рисунке 12, а районной сети – рисунок 13.

1.5.1 Активное сопротивление линии

Активное сопротивление проводов, изготовленных из немагнитного материала, можно подсчитать по формуле

$$r_0 = \frac{\rho}{F} \text{ Ом/км} \text{ или } r_0 = \frac{1000}{\gamma F} \text{ Ом/км,}$$

где ρ - расчетное удельное сопротивление материала, Ом·мм/км;

$\gamma = \frac{1000}{\rho}$ - расчетная удельная проводимость материала м/Ом·мм²;

$\gamma - F$ – номинальное сечение провода, мм².

Активное сопротивление линии из стальных проводов много больше активных сопротивлений линий того же сечения, выполненных из цветных металлов (поверхностный эффект, гистерезис и вихревые токи).

$$r_o = r_{o.пост} + r_{o.доб},$$

$r_{o.доб}$ - зависит от тока, чем больше ток, тем больше величина $r_{o.доб}$.

Величину r_o для стальных проводов определяют по таблицам в зависимости от величины тока и сечения провода.

Активное сопротивление провода или кабеля длиной 1 км определяется по формуле

$$R = r_o \cdot l \text{ Ом.}$$

1.5.2 Реактивное индуктивное сопротивление линии

Реактивное индуктивное сопротивление линии обусловлено переменным магнитным полем, возникающим вокруг проводов линии электрической сети при протекании по ним переменного тока.

Чем больше расстояние между проводами и меньше диаметр проводов, тем больше магнитное поле между проводами и поэтому больше индуктивное сопротивление линии.

Индуктивное сопротивление фазы на 1 км трехфазной линии определяется по формуле

$$x_o = \omega \left(4,6 \lg \frac{D_{cp}}{r} + 0,5 \mu \right) 10^{-4} \text{ Ом/км}$$

$$\text{или } x_o = \omega \left(4,6 \lg \frac{D_{cp}}{r} + 10^{-4} + \omega \cdot 0,5 \mu \cdot 10^{-4} \right) \text{ Ом/км.}$$

Первая часть последнего равенства представляет внешнее реактивное индуктивное сопротивление, а вторая часть – внутреннее.

$$x_o = x_o^{\text{внеш}} + x_o^{\text{внутр}},$$

где $\omega = 314$ – угловая частота при 50 Гц;

$D_{cp} = \sqrt[3]{D_{12}D_{23}D_{31}}$ - среднее геометрическое расстояние между проводами, где индексы 1, 2 и 3 указывают фазы;

$r = \frac{d}{2}$ - внешний радиус провода, определяемый по внешнему диаметру,

взятому из стандарта на провода;

μ - относительная магнитная μ проницаемость материала проводов.

Для проводов из цветных металлов, для которых $\mu = 1$, $\omega = 314$ и $r = \frac{d}{2}$ формула примет вид

$$x_0 = 0,144 \lg \frac{2D_{ch}}{d} + 0,016 \text{ Ом/км.}$$

Индуктивное сопротивление кабеля значительно ниже воздушных линий, т.к. расстояния между жилами кабеля мало. Для определения индуктивного сопротивления кабеля необходимо знать конструктивные и прочие данные о кабелях, поэтому удобнее определять его по таблицам справочника в зависимости от типа кабеля.

Реактивное индуктивное сопротивление стальных проводов так же, как и активное сопротивление много больше, чем для линий из цветных металлов. Так как это зависимость сложная и зависит от тока и других параметров, то на практике $x_0^{\text{внутр}}$ для стальных проводов определяется по справочным таблицам.

Реактивное индуктивное сопротивление воздушной или кабельной линии длиной 1 км определяется

$$X = x_0 l \text{ Ом.}$$

1.6 Выбор сечения проводов и кабелей по экономической плотности тока

Годовые эксплуатационные расходы увеличиваются при увеличении потерь в линии, т.е. при уменьшении сечения проводов. С другой стороны, при увеличении сечения проводов растут первоначальные капитальные затраты, что также сказывается на увеличении себестоимости передачи и значит эксплуатационных расходов.

При выборе сечения проводов и кабелей нужно произвести сравнение вариантов как по первоначальным (капитальным) затратам, так и по величине расходов на эксплуатацию. Очевидно, наиболее экономичным был бы вариант, для которого и капитальные и эксплуатационные расходы оказались бы минимальными. В том же случае, когда по одному из вариантов капитальные затраты больше, а эксплуатационные расходы меньше, чем по другому, необходимо определить для этого варианта срок окупаемости капитальных затрат. Если срок окупаемости меньше 8 лет, следует отдать предпочтение варианту с меньшими эксплуатационными расходами. При сроке окупаемости выше 8-10 лет нужно считать более экономичным вариант с меньшими капитальными затратами. При сроке окупаемости в пределах 8-10 лет варианты могут считаться экономически равноценными и выбор одного из них определяется другими показателями: меньшей затратой цветных металлов, удобством эксплуатации и т.д.

Стоимость потерь изменяется обратно пропорционально сечению провода. Отчисления на амортизацию, текущий ремонт и обслуживание линии

зависят приблизительно прямо пропорционально от сечения провода. Зависимость годовых эксплуатационных расходов от сечения проводов показана на рисунке 14.

Учитывая сложность оценки всех факторов влияющих на величину экономического сечения проводов правила устройства электроустановок (ПЭУ) рекомендует для практических расчетов пользоваться следующей формулой:

$$F_э = \frac{I_{\text{макс}}}{j_э}$$

где $I_{\text{макс}}$ - максимальная нагрузка на провод при нормальной работе сети, А;

$j_э$ - экономическая плотность тока А/мм², определяемая в зависимости от материала и конструкции провода или кабеля и времени использования максимальной нагрузки по приведенной таблице 4.

Т а б л и ц а 4 - Экономическая плотность тока

Число часов использования максимума активной нагрузки в год	Экономическая плотность тока, А/мм ²				
	голые провода и шины		Кабель с бумажной изоляцией и провода с резиновой изоляцией		кабели с резиновой изоляцией и медными жилами
	мед-ные	алюми-ниевые	медные	алюми-ние-вые	
1000-3000	2,5	1,3	3,0	1,6	3,5
3000-5000	2,1	1,1	2,5	1,4	3,1
5000-8760	1,6	1,0	2,0	1,2	2,7

Полученное сечение должно округляться до ближайшего стандартного. Если максимум нагрузки данного потребителя имеет место в ночное время, экономическая плотность тока, определяемая по таблице, должна повышаться на 40%. Также на 40% должна повышаться экономическая плотность тока для изолированных проводов сечением 16 мм² и менее.

При выборе сечений кабеля по экономической плотности тока рекомендуется принимать один кабель если сечение получается до 150 мм² и по условиям резервирования не требуется прокладки двух линий; при больших сечениях независимо от необходимости резервирования желательно применять кабели по 150 мм² каждый.

Выбор сечения линий по экономической плотности тока не исключает проверки по допустимой потере напряжения и предельным токам по нагреву. В результате этих расчетов должно приниматься максимальное полученное сечение провода.

Проверке по экономической плотности тока не подлежат:

а) сети промышленных предприятий и сооружений напряжением до 1000 В при числе часов использования максимума до 4000-5000 ч;

б) все ответвления к отдельным электроприемникам до 1000 В, а также осветительные сети;

г) сети временных сооружений и сооружений со сроком службы до 3-5 лет.

Пример 1

Выбрать экономическое сечение сталеалюминиевых проводов двухцепной воздушной линии 110 кВ, если время использования максимума 4800 ч. Нагрузка 50000 кВА.

Решение

Расчетный ток находим по формуле

$$I_{\max} = \frac{50000}{\sqrt{3} \cdot 110} = 262,5 \text{ А.}$$

При $T = 4800 \text{ ч} < 5000$ экономическая плотность тока для алюминиевых проводов составляет $j_э = 1,1 \text{ А/мм}^2$. Следовательно, экономическое сечение провода должно быть

$$F_э = \frac{262,5}{1,1} = 238,6 \text{ мм}^2.$$

Так как сечение провода получилось более 150 мм^2 , то принимаем два провода по $\frac{238,6}{2} \approx 119,3 \text{ мм}^2$. Принимаем марку провода АС-120.

1.7 Выбор проводов и кабелей по условиям нагревания

1.7.1 Нагревание и охлаждение проводов

При прохождении электрического тока по проводнику, обладающему активным сопротивлением R проводник нагревается.

Количество тепла Pt Вт-с (джоулей), выделенное током постоянной величины I за время t определяется по закону Джоуля-Ленца: $Pt = I^2Rt$.

Выделяемая тепловая энергия нагревает проводник, постепенно повышая его температуру ϑ . Как только последняя превысит температуру окружающей среды $\vartheta_о$, под действием разности температур $(\vartheta - \vartheta_о)$ начнется отдача тепла проводником в окружающее пространство в количестве тем большем, чем больше нагрев проводника.

Закон изменения температуры проводника при прохождении тока (рисунок 15) показан кривой OB , а охлаждения нагретого проводника – кривой CD . Начало координат соответствует начальной температуре – температуре окружающей среды $\vartheta_о$. Если бы проводник при нагреве не охлаждался, то закон изменения температуры изображался бы прямой OA и через время T проводник нагрелся бы до $\tau_{\max} = \vartheta_{\max} - \vartheta_о$.

В действительности вследствие отдачи тепла в окружающее пространство повышение температуры проводника будет происходить значительно медленнее, а именно – по кривой ОВ, уравнение которой имеет вид:

$$\tau = \tau_{\text{макс}} (1 - e^{-\frac{t}{T}}),$$

где $\tau = \vartheta - \vartheta_o$ - температура перегрева проводника через t секунд после включения тока;

$\tau_{\text{макс}} = \vartheta_{\text{макс}} - \vartheta_o$ - предельная максимальная установившаяся температура перегрева проводника;

e - основание натурального логарифма;

T – постоянная времени нагревания проводника.

Видно, что $\tau_{\text{макс}}$ наступает через бесконечно большое время. Температура перегрева проводника асимптотически приближается к $\tau_{\text{макс}}$ и практически через время $t = (3 - 4) T$ достигает значения $0,95 - 0,98 \tau_{\text{макс}}$.

Эта температура соответствует тепловому равновесию между теплом, выделяемым проводом и теплом, отдаваемым в окружающую среду. Дальнейшее повышение температуры прекращается, как только наступает это равновесие.

Закон охлаждения нагретого до максимальной температуры провода в зависимости от времени после отключения тока выражается кривой CD, уравнение которой

$$\tau = \tau_{\text{макс}} e^{-\frac{t}{T}}.$$

Представим теперь, что ток той же величины проходит по проводу не все время t , а с промежутками $\Delta t_1, \Delta t_2, \Delta t_3$ и т.д., т.е. нагрузка попеременно то включается ($\Delta t_1, \Delta t_3$), то отключается (Δt_2).

В этом случае нагревание провода будет меньше и кривая изменения температуры изобразится ломанной линией ОЕ.

Постоянная времени $T = \frac{C}{\alpha S}$, где

C – теплоемкость провода, Дж/К;

S - поверхность охлаждения провода, см²;

α - коэффициент теплорассеяния, Вт/°С см².

При $t = T$ величина $\tau = 0,632 \tau_{\infty}$.

При $t = 2T$ величина $\tau = 0,865 \tau_{\infty}$.

При $t = 3T$ величина $\tau = 0,950 \tau_{\infty}$.

При $t = 4T$ величина $\tau = 0,982 \tau_{\infty}$.

При $t = 5T$ величина $\tau = 0,993 \tau_{\infty}$.

Для обеспечения при протекании тока нагрузки нормальной работы провода, соединительных контактов, изоляции можно допустить вполне определенную максимальную температура. Эта температура носит название предельно допустимой температуры.

Наибольший ток, соответствующий в данных условиях предельно допустимой температуре, называется предельно допустимым током.

Величина этого тока зависит от материала провода, условий прокладки и охлаждения провода, а также от режима работы установки. Так, например, при прерывистой работе (см. предыдущий рисунок) допустимый ток может быть принят большим, чем при постоянной работе.

Целью расчета проводов и кабелей на нагревание является:

- 1) определение допустимой величины тока для проводов и кабелей по заданному перепаду температур и условиям охлаждения или
- 2) определение температуры проводника по заданному току и условиям охлаждения.

1.7.2 Предельно допустимые температуры нагрева проводников

Чтобы задаться перепадом температур при заданной температуре окружающей среды, надо знать предельные допустимые температуры нагрева отдельных видов проводов.

а) Для голых проводов воздушных линий допускают температуру не выше 70°C по следующим причинам:

Провода соединяются между собой зажимами, переходное сопротивление соединений увеличивается при окислении, а оно увеличивается от нагрева, что повышает в свою очередь нагрев места соединения и разрушения проводов под зажимами и аварию на линии.

б) Для голых проводов при прокладке внутри здания допускаемая температура равна 70°C из условия пожарной безопасности.

в) Для изолированных проводов обыкновенной резиновой изоляцией допускаемая температура жил принимается 55°C из условия сохранения резины.

г) Для кабелей в зависимости от рабочего напряжения кабеля допускаемая температура жил берется в пределах от 50 (для кабелей 20 и 35 кВ) до 80°C (для кабелей до 3 кВ). Указанные температуры обусловлены бумажной изоляцией.

Температура окружающего воздуха для голых проводов воздушных линий передач, зависящая от времени года и района сооружения линии, принимается как среднемесячная в 1 час дня за наиболее жаркий месяц (в средней полосе $\sim 25^{\circ}\text{C}$). Такая же средняя температура принимается для голых и изолированных проводов, прокладываемых внутри зданий.

Температура окружающей среды для кабелей, проложенных на воздухе берется как среднесуточная за наиболее жаркий день (для средней полосы $\sim 25^{\circ}\text{C}$). При прокладке кабелей в земле или воде температура почвы или воды берется среднемесячная за наиболее жаркий месяц (в среднем $+15^{\circ}\text{C}$).

1.7.3 Расчет нагревания проводов

Зная предельные допустимые температуры нагревания отдельных видов проводников можно вывести соотношения, дающие связь между током и температурой.

Количество тепла, выделяемое проводом в единицу времени при прохождении по нему тока I и сопротивлении провода R .

$$P = I^2 R, \text{ Вт.}$$

Количество тепла, отдаваемое проводом в окружающую среду в единицу времени:

$$P = K S (\vartheta - \vartheta_0), \text{ Вт}$$

где K - коэффициент теплоотдачи путем конвекции (унос теплоперемещающимися частицами воздуха),лучеиспускания теплоотдачи, Вт/см² °С;

S – охлаждаемая поверхность, см²;

ϑ - температура провода, °С;

ϑ_0 - температура окружающей среды, °С.

Так как при установившемся тепловом состоянии количества, выделенного тепла должно быть равно количеству отведенного тепла, то:

$$I^2 R = K S (\vartheta - \vartheta_0) \text{ или } I^2 = \frac{K}{R} S (\vartheta - \vartheta_0)$$

т.к. $S = \pi d l$

$$R = \frac{l}{\gamma F} = \frac{4l}{\gamma \pi d^2},$$

где γ - удельная проводимость;

l – длина провода;

d – диаметр провода;

F – площадь поперечного сечения.

Заменяя $K_1 = \frac{K \pi^2}{4}$

$$I = \sqrt{K_1 \gamma d^3 (\vartheta - \vartheta_0)}.$$

По известным допускаемым значениям $I_{\text{доп}}$ и $\vartheta_{\text{доп}}$ можно определить значения для любых других условий.

$$I = I_{\text{доп}} \sqrt{\frac{\vartheta - \vartheta_0}{\vartheta_{\text{доп}} - \vartheta_0}} \text{ и } I = I_{\text{доп}} \sqrt{\frac{d_2^3}{d_1^3}},$$

где d_1 – диаметр провода, для которого допустимый ток известен;

d_2 – диаметр, для которого надо определить допустимый ток.

1.7.4 Выбор проводов и кабелей по условиям нагревания

В практических расчетах для облегчения пользуются готовыми таблицами допустимых нагрузок, составленным на основании теоретических расчетов. Эти таблицы являются общегосударственными нормативами и приводятся в Правилах устройства электроустановок (ПЭУ).

При этом в таблицах приведены данные для допустимых температур (+70, +55 и т.д. °С) и для температур окружающей среды (+25, +15, +10°С). Если температура окружающей среды не совпадает с приведенными таблицами, то приводится таблица поправочных коэффициентов, которые учитывают разницу температур окружающей среды.

При выборе числа и сечения проводов и кабелей из условия нагревания надо учитывать, что в проводах и кабелях крупного сечения допустимая плотность тока меньше, чем в проводах и кабелях меньшего сечения. Это объясняется тем, что с увеличением сечения провода и кабеля поверхность охлаждения их возрастает пропорционально диаметру, а сечение возрастает пропорционально квадрату диаметра.

Поэтому при выборе числа и сечения проводов и кабелей иногда бывает выгоднее вместо одного кабеля большого сечения взять два или несколько меньшего сечения.

При проверке на нагревание принимается получасовой максимум токовой нагрузки, который представляет собой максимальную из средних получасовых токовых нагрузок данного элемента сети.

При повторно-кратковременном режиме работы электроприемников допустимую нагрузку на проводники можно повышать. При продолжительности цикла работы до $t_{ц} = 10$ минут, а длительности включения за каждый цикл до $t_{в} = 4$ мин. ПУЭ рекомендует в качестве расчетной нагрузки для проверки на нагревание пользоваться следующим выражением:

$$I_{пр.дл.} = I_{кр} \frac{\sqrt{ПВ}}{0,875},$$

где $I_{кр}$ – максимум кратковременной нагрузки;

$ПВ$ – продолжительность рабочего периода в относительных единицах

$$ПВ = t_{в} / t_{ц};$$

$I_{пр.дл.}$ – приведенная нагрузка для длительного режима работы.

Для сечения медных проводов до 6 мм² и алюминиевых – до 10 мм² включительно, а также длительности включения приемников более 4 мин. Наибольшие допустимые токовые нагрузки следует применять как для установок с длительным режимом работы (т.е. без введения понижающего коэффициента $\sqrt{ПВ} / 0,875$), так же следует поступать, если интервалы между включениями столь малы, что проводник не успевает охладиться до температуры окружающей среды.

ПУЭ допускает на время ликвидации аварии кратковременные (на время максимума в течение пяти суток) перегрузки до 130% кабелей с бумажной пропитанной изоляцией и напряжением до 10 кВ при условии, что в нормальном длительном режиме работы кабеля нагрузка не превышает 80 % полного длительного допустимого тока на нагревание.

Пример 2

Требуется передать 5600 кВт при $\cos \varphi = 0,8$ и напряжении 6 кВ на расстояние 400 м голыми медными проводниками на открытом воздухе. Определить сечение проводников при передаче одной или двумя цепями при $T = 2500$ ч. $\vartheta_{\text{доп}} = 70^\circ\text{C}$.

Решение

1. При передаче по одной цепи ток нагрузки

$$I = \frac{S}{\sqrt{3} U \cos \varphi} = \frac{5600}{\sqrt{3} \cdot 6 \cdot 0,8} = 674 \text{ А.}$$

Экономическая плотность тока для $T = 2500$ ч $j_3 = 2,5$ а/мм². Экономическое сечение $F_3 = 674/2,5 = 269$ мм². Принимаем провод М-300, допустимый ток для этого провода по нагреву $I_{\text{доп}} = 890$ А, что больше 674 А.

2. При передаче по двум цепям $F_3 = \frac{269}{2} = 134,5$ А. Примем провода М-150. Допустимый ток для этого провода по нагреву $I_{\text{доп}} = 570$ А, что тоже больше $\frac{674}{2} = 337$ А. При аварии на одной из линий на оставшейся линии нагрузка составит 674 А, что вызовет перегрев провода свыше допустимых 70°C , а именно

$$\frac{I^2}{I_{\text{доп}}^2} = \frac{\vartheta - \vartheta_0}{\vartheta_{\text{доп}} - \vartheta_0};$$

$$\frac{674^2}{570^2} = \frac{\vartheta - 25}{70 - 25},$$

$\vartheta = 88^\circ\text{C}$ – превышение допустимой температуры и будет допустимо при окружающей температуре

$$\frac{674^2}{570^2} = \frac{70 - \vartheta_0}{70 - 25},$$

ниже $\vartheta_0 = 7^\circ\text{C}$.

Пример 3

Для электродвигателя с повторно-кратковременным режимом работы, потребляющего из сети мощность 220 кВт – при $\cos \varphi = 0,89$ и напряжении трехфазного тока 380 В выбрать сечение кабеля, прокладываемого в канале при температуре окружающего воздуха $+ 25^\circ\text{C}$. Время работы электродвигателя под током 2 мин, время всего цикла 8 мин.

Решение

Ток нагрузки электродвигателя

$$I_n = \frac{250000}{0,89\sqrt{3} \cdot 380} = 427 \text{ А.}$$

Продолжительность включения в относительных единицах

$$ПВ = \frac{2}{8} = 0,25.$$

Ток нагрузки, приведенный к длительному режиму

$$I_{н.дл.} = 427 \frac{\sqrt{0,25}}{0,875} = 244 \text{ А.}$$

Выбираем кабель с бумажной изоляцией и алюминиевыми жилами на напряжение до 3 кВ сечением АСБ (3x150)мм², допускающий ток длительного режима 255 А при прокладке на воздухе.

Если бы выбирался кабель по максимальному току 427 А, то пришлось бы применять кабель сечением 2x120 мм². А для тока 244 А – 150 мм² с допустимым током 440 А.

1.8 Токи короткого замыкания

Токи короткого замыкания (к.з.) возникают вследствие случайных замыканий между различными фазами токоведущих частей электроустановок. Такие замыкания резко уменьшают сопротивление соответствующей цепи, что приводит к недопустимому увеличению тока (до несколько десятков и сотен тысяч ампер). Такие токи в электрических аппаратах и в проводниках вызывают большие электродинамические (механические) силы, а также сильное термическое действие (нагрев). Для уменьшения вредного воздействия этих токов короткозамкнутые цепи необходимо быстро отключить. Это выключение в высоко- и низковольтных цепях производится выключателями и предохранителями.

Для уменьшения токов короткого замыкания в высоковольтных цепях иногда применяют реакторы, которые искусственно увеличивают сопротивление цепи.

Короткое замыкание вызывает нарушение нормального электроснабжения потребителей вследствие полного или частичного снижения напряжения.

На рисунке 16 приведены диаграммы напряжений в сети, питающие две тяговые подстанции с шин электрической станции. Диаграмма 1 соответствует нормальному режиму работы, диаграмма 2 – режиму к.з. на шинах 2-ой тяговой подстанции, диаграмма 3 – режиму к.з. на шинах первой тяговой подстанции.

В нормальном режиме работы установки индуктивное сопротивление цепи составляет небольшую часть от активного сопротивления. В режиме к.з. сопротивление цепи определяется лишь параметрами линии. Вследствие этого в короткозамкнутой цепи преобладает индуктивное сопротивление, а следовательно, индуктивная составляющая тока.

Этот ток вызывает в синхронных генераторах увеличение размагничивающей реакции статора, что приводит к уменьшению ЭДС генератора.

Т.к. снижение ЭДС на генераторных шинах отрицательно влияет на потребителей, то современные генераторы оборудуются автоматическими регуляторами напряжения (АРВ).

Токи к.з. могут быть симметричными и несимметричными. К симметричным видам относится трехфазное металлическое короткое замыкание. К несимметричным видам относятся все остальные виды к.з. (двухфазное и однофазное замыкание на землю).

В условиях городского электротранспорта с изолированной нейтрально системы 6-10 кВ и широким применением кабельных сетей основными видами к.з. являются трехфазные и однофазные на землю.

1.8.1 Методы расчета токов короткого замыкания

В практических методах расчета приняты следующие основные допущения:

а) не учитываются емкостные сопротивления между проводниками короткозамкнутых цепей ввиду того, что пренебрежение ими практически не искажает результатов расчета;

б) не учитывается возможная несимметрия трехфазной системы.

Электрическая цепь при к.з. может состоять из генераторов, трансформаторов, реакторов, воздушных и кабельных линий.

Параметры линейных элементов цепи к.з. при отсутствии более точных данных принимаются следующие:

а) для одноцепной воздушной линии 6-200 кВ – 0,4 Ом/км;

б) для трехжильных кабелей 6-10 кВ – 0,08 Ом/км;

в) для трехжильных кабелей 35 кВ – 0,12 Ом/км.

Величинами активных сопротивлений на практике пренебрегают, т.к. они составляют менее 1/3 индуктивных сопротивлений. Исключение составляют лишь протяженные воздушные и кабельные линии.

Для вычисления тока к.з. необходимо знать напряжение источника питания и суммарное сопротивление всех элементов до места короткого замыкания. Но напряжения отдельных звеньев цепи различны, поэтому суммировать сопротивления без приведения их к эквивалентным параметрам нельзя.

Для вычисления эквивалентных сопротивлений входящие в расчет величины могут быть выражены в именованных единицах или в относительных единицах.

В неразветвленных цепях и в установках низкого напряжения чаще применяются именованные единицы. В разветвленных высоковольтных сетях способ относительных единиц дает большие преимущества.

1.8.2 Расчет токов короткого замыкания методом относительных единиц

Метод относительных единиц заключается в том, что все расчетные величины выражают относительно произвольно выбранного базисного параметра.

Таким базисным параметром является мощность S_{δ} . Далее в соответствии с заданной схемой выбирают базисные напряжения на всех участках $U_{\delta 1}$; $U_{\delta 11}$; $U_{\delta 111}$ (рисунок 17).

Тогда базисные единицы тока на тех же участках будут:

$$I_{\delta 1} = \frac{S_{\delta}}{\sqrt{3} \cdot U_{\delta 1}}; I_{\delta 11} = \frac{S_{\delta}}{\sqrt{3} \cdot U_{\delta 11}}; I_{\delta 111} = \frac{S_{\delta}}{\sqrt{3} \cdot U_{\delta 111}} \text{ и т.д.}$$

В общем виде базисное сопротивление

$$x_{\delta} = \frac{U_{\delta}}{\sqrt{3} \cdot I_{\delta}}$$

Относительные величины мощности ЭДС, напряжения, тока и сопротивления определяются по формулам:

$$S_{*\delta} = \frac{S}{S_{\delta}}; E_{*\delta} = \frac{E}{E_{\delta}}; U_{*\delta} = \frac{U}{U_{\delta}}; I_{*\delta} = \frac{I}{I_{\delta}}; x_{*\delta} = \frac{x}{x_{\delta}}$$

Подставляя в последнюю формулу значение x_{δ} получим $x_{*\delta} = x \frac{\sqrt{3} \cdot I_{\delta}}{U_{\delta}}$.

После умножения числителя и знаменателя на U_{δ} получим

$$x_{*\delta} = x \frac{S_{\delta}}{U_{\delta}^2}$$

Т.к. выбор базисных величин произволен, то, заменяя базисные величины номинальными, получаем относительные номинальные величины

$$x_{*\text{ном}} = x \frac{\sqrt{3} I_{\text{ном}}}{U_{\text{ном}}} \text{ или } x_{*\text{ном}} = x \frac{S_{\text{ном}}}{U_{\text{ном}}^2}$$

Подставляя в выражение для $x_{*\delta}$ значение x из выражения для $x_{*\text{ном}}$ получим

$$x_{*\delta} = x_{*\text{ном}} \frac{I_{\delta} U_{\text{ном}}}{I_{\text{ном}} U_{\delta}} \text{ и}$$

$$x_{x\delta} = x_{*\text{ном}} \frac{S_{\delta} U_{\text{ном}}^2}{S_{\text{ном}} U_{\delta}^2}$$

В формулы для определения относительных сопротивлений реакторов, генераторов и трансформаторов входит отношение $U_{\text{ном}} / U_{\delta}$. Если при расчетах учитываются действительные напряжения ($U_{\text{ном}}$ и U_{δ}), то метод расчета будет точным. Если базисные напряжения выбраны по средним напряжениям участков и действительные напряжения аппаратов заменены средними, рав-

ными базисным, то формулы несколько упрощаются, а метод расчета будет приближенным.

Для инженерных расчетов чаще всего применяется приближенный метод.

В таблице 5 приведены расчетные формулы для различных элементов линии для случая точного и приближенного методов расчета.

Т а б л и ц а 5 – Расчетные формулы для определения относительного сопротивления участка цепи

Область применения формулы	Значение относительного сопротивления	
	для приближенного метода	для точного метода
1. Для воздушной и кабельной линии	$x_{*\delta} = x \frac{S_{\delta}}{U_{\delta}^2}$	$x_{*\delta} = x \frac{S_{ном}}{U_{\delta}^2}$
2. Для реакторов	$x_{*\delta} = x_{ном} \frac{I_{\delta}}{I_{ном}}$	$x_{*\delta} = x_{ном} \frac{I_{\delta} U_{ном}}{I_{ном} U_{\delta}}$
3. Для генераторов и трансформаторов	$x_{*\delta} = x_{ном} \frac{S_{\delta}}{S_{ном}}$	$x_{*\delta} = x_{ном} \frac{S_{\delta} U_{ном}^2}{S_{ном} U_{\delta}^2}$

Индуктивное сопротивление генераторов, относящееся к начальному моменту короткого замыкания, задается обычно в относительных величинах (x_{*o}), а относительное индуктивное сопротивление трансформаторов для практических расчетов принимается равным напряжению короткого замыкания

$$x_{*ном} = U_{*к} \quad \text{или} \quad x\% = U_{к} \% .$$

Зная общее относительное сопротивление ($\sum x_{*\delta}$) до точки короткого замыкания можно определить относительный базисный ток короткого замыкания

$$I_{*\delta} = \frac{E_{*\delta}}{\sum x_{*\delta}} .$$

Действительный ток к.з. для любого значения базисного тока $I_{\delta 1}$; $I_{\delta 11}$; $I_{\delta 111}$ будет

$$I = I_{*\delta} \cdot I_{\delta} , \text{ А.}$$

1.8.3 Расчет токов короткого замыкания

методом именованных единиц

Система именованных единиц заключается в вычислении приведенного напряжения U любой ступени с учетом промежуточных трансформаторов с коэффициентами трансформации $k_1, k_2 \dots k_n$. Напряжение участка по отношению к генераторному напряжению U_g может быть определено по формуле

$$U = (k_1 k_2 \dots k_n) U_g.$$

Приведенный ток и приведенное сопротивление участка цепи:

$$I = \frac{1}{(k_1 k_2 \dots k_n)} I; \quad x = (k_1 k_2 \dots k_n) x,$$

где I и x – ток и сопротивление данного участка цепи;

$k_1; k_2 \dots k_n$ – коэффициенты трансформации, которые следует брать в направлении от генератора к тому элементу, параметры которого находятся.

В практических расчетах действительные напряжения обмоток трансформатора обычно заменяют средними номинальными значениями, тогда произведение коэффициентов трансформации можно упростить:

$$k_1 k_2 \dots k_n = \frac{U_g}{U_1} \cdot \frac{U_1}{U_2} \dots \frac{U_{n-1}}{U_n} = \frac{U_g}{U_n}$$

и расчетные формулы примут вид.

$$I = \frac{U_{cp}}{U_g} I; \quad x = \left(\frac{U_g}{U_{cp}}\right)^2 x.$$

Здесь U_{cp} – среднее номинальное напряжение того участка, для которого вычисляются параметры.

Тогда расчетные формулы при системе именованных единиц будут следующими:

Сопротивление реактора

$$x_p = x_{*ном} \frac{U_{ном.p}}{\sqrt{3} I_{ном.p}} \left(\frac{U_g}{U_{cp}}\right)^2 Ом.$$

Сопротивление генератора и трансформатора

$$x = x_{*ном} \frac{U_{ном}^2}{S_{ном}} \left(\frac{U_g}{U_{cp}}\right)^2 Ом.$$

Сопротивление воздушных и кабельных линий вычисляется непосредственно в Омах в зависимости от удельного сопротивления $x_{уд}$ Ом/км и длины l :

$$x = (x_{уд} \cdot l) \left(\frac{U_g}{U_{cp}}\right)^2 Ом.$$

Ток короткого замыкания в цепи генератора

$$I_{к.з.г.} = \frac{U_g}{\sqrt{3} \cdot \sum x}.$$

Ток к.з. непосредственно в точке короткого замыкания

$$I_{к.з.} = I_{к.з.г.} \frac{U_g}{U_m} \text{ - в точке т.}$$

Пример 4

Расчет тока короткого замыкания методом именованных единиц. Определить токи к.з. методом именованных единиц. Исходные данные приведены на рисунке 17.

Находим сопротивление отдельных элементов:

$$x_1 = x_{*ном} \frac{U_{ном}^2}{S_{ном}} = 0,26 \frac{10,5^2}{50} = 0,57 \text{ Ом};$$

$$x_2 = 0,1 \frac{10,5^2}{31,5} = 0,35 \text{ Ом}; \quad x_3 = x l \left(\frac{U_\varepsilon}{U_{cp}} \right)^2 = 0,4 \cdot 70 \left(\frac{10,5}{115} \right)^2 = 0,23 \text{ Ом};$$

$$x_4 = x_{*ном} \frac{U_{ном}^2}{S_{ном}} = 0,09 \frac{10,5^2}{24} = 0,41 \text{ Ом};$$

$$x_5 = x_{*ном} \frac{U_{ном}}{\sqrt{3} \cdot I_{ном}} \left(\frac{U_\varepsilon}{U_{cp}} \right)^2 = 0,03 \frac{6,3}{1,73 \cdot 0,3} \left(\frac{10,5}{6,3} \right)^2 = 1,0 \text{ Ом};$$

$$x_6 = x \cdot l \left(\frac{U_\varepsilon}{U_{cp}} \right)^2 = 0,08 \cdot 0,5 \left(\frac{10,5}{6,3} \right)^2 = 0,11 \text{ Ом}.$$

Суммируем найденные сопротивления

$$\sum x = 0,57 + 0,35 + 0,23 + 0,41 + 1,0 + 0,11 = 2,67 \text{ Ом}.$$

Ток короткого замыкания в генераторе

$$I_{к.з.г.} = \frac{E}{\sqrt{3} \sum x} = \frac{11}{1,73 \cdot 2,67} = 2,38 \text{ кА}.$$

Ток к.з. на шинах тяговой подстанции

$$I_{к.з.т.} = I_{к.з.г.} \frac{U_\varepsilon}{U_{cp}} = 2,38 \frac{10,5}{6,3} = 3,97 \text{ кА}.$$

1.8.4 Трехфазное короткое замыкание в системе

с неограниченной мощностью

При коротких замыканиях у потребителей в электрической системе с неограниченной мощностью напряжение в системе сохраняется. Это происходит когда мощность потребителя составляет малую долю от мощности системы.

Системы можно считать неограниченной мощности, если суммарная мощность генераторов превышает трехкратное значение мощности трехфазного короткого замыкания у потребителя.

На рисунке 18 показана ациллограмма тока к.з. при максимальном значении аperiodической составляющей тока. Из рисунка 18 видно, что ток короткого замыкания состоит из периодической i_n и аperiodической i_a слагаемых

$$i = i_n + i_a.$$

Значение максимального тока i_y носит название ударного тока короткого замыкания.

Постоянная времени T_a определяется графически (по касательной к аperiodической кривой) или аналитически

$$T_a = \frac{L}{r} = \frac{x}{314 r}.$$

Выражение $\kappa_y = 1 + e^{-\frac{0,01}{T_a}}$ называется ударным коэффициентом. Ударный коэффициент определяют в практических случаях по кривой в зависимости от постоянной времени или от отношения x/r по рисунку 19.

Начальное значение периодической составляющей тока к.з. носит название тока сверхпереходного режима I^{11} . Величина I_∞ называется установившимся током к.з. Тогда ударный ток к.з. можно выразить

$$i_y = \sqrt{2}\kappa_y I^{11}.$$

Действующее значение тока к.з. определяется по формуле

$$I_y = I^{11} \sqrt{1 + 2(\kappa_y - 1)^2}.$$

Мощность трехфазного короткого замыкания

$$S_k = \sqrt{3} \cdot U_{cp} I_y.$$

1.8.5 Упрощенный метод расчета токов короткого замыкания

Точный учет всех факторов, влияющих на значение тока к.з. в действительных условиях чрезвычайно сложен. Кроме того при расчете не хватает нужных данных. Проектировщику известны лишь следующие исходные данные:

- а) номинальное напряжение U_n ;
- б) мощность к.з. или ток установившегося к.з.

$$S_k = \sqrt{3} \cdot I_\infty U_n;$$

- в) как правило, тяговые подстанции питаются от источников неограниченной мощности и β^{11}

$$= \frac{I^{11}}{I_\infty} = 1 \quad \text{и ток сверхпереходного режима } I^{11} \text{ равен току установившемуся к.з. } I_\infty \text{ и току } I_t;$$

- г) электрическая схема питания тяговой подстанции (ТП).

Порядок определения токов короткого замыкания:

- а) определяют ток к.з. на шинах пункта питания ТП

$$I^{11} = I_\infty = I_t = \frac{S_k}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}};$$

- б) определяют индуктивные сопротивления системы (от генераторов до шин распределительного пункта или подстанции)

$$x^{11}_{сист} = x_{тсист} = x_{\infty сист} = \frac{1,05 \cdot U_{ном}}{\sqrt{3} \cdot I_\infty};$$

- в) определяют сопротивление линий, состоящих из реакторов и линейных проводов

- 1) сопротивление x_p реакторов находят по формуле

$$x_p = x_{*ном} \frac{U_{ном}}{\sqrt{3} \cdot I_{ном}} \left(\frac{U_\rho}{U_{cp}} \right)^2 \text{ Ом};$$

- 2) сопротивление воздушных линий определяют исходя из принятых средних значений $x=0,4$ Ом/км и формулы $r = \rho \frac{1}{g}$ Ом или по справочнику;

3) сопротивление кабельных линий находят из принятых средних значений $x_{каб} = 0,08$ Ом/км для 6-10 кВ и 0,12 Ом/км для 35 кВ и формулы $r = \rho \frac{1}{g}$ или из справочника;

г) исходя из заданной схемы электроснабжения определяют полное сопротивление к.з. цепи от генератора до шин тяговой подстанции

$$z^{11} = z_t = z_{\infty} = \sqrt{(x_{сист} + x_p + x_{\Sigma л})^2 + r_{\Sigma л}^2} \text{ Ом};$$

д) определяют токи к.з. на шинах тяговой подстанции

$$I_{mn}^{11} = I_{\infty mn} = \frac{U_{ном}}{\sqrt{3} \cdot z_{\infty}};$$

е) находят ударный коэффициент исходя из соотношения $(x_{сист} + x_p + x_{\Sigma л}) / r_{\Sigma л}$ по кривой рисунок 19;

ж) определяют ударный ток

$$i_y = \sqrt{2} \cdot \kappa_y I^{11};$$

з) действующее значение тока к.з.

$$I_y = I^{11} \sqrt{1 + 2(\kappa_y - 1)^2}.$$

Пример 5

Определение токов короткого замыкания упрощенным методом.

Определить токи к.з. на шинах первой и второй тяговых подстанций, питание которых осуществляется по схеме рисунка 20. Расчет произвести для наихудшего случая, когда включены оба кабеля первой тяговой подстанции. Исходные данные для расчета приведены на расчетной схеме рисунка 20.

Решение

Сопротивление системы от генераторов до шин первого распределительного пункта

$$x_{1\infty} = \frac{1,05 \cdot U_{ном}}{\sqrt{3} \cdot I_{\infty}} = \frac{1,05 \cdot 10,5}{1,73 \cdot 13} = 0,49 \text{ Ом}.$$

Сопротивление двух параллельных кабелей

$$x_2 = \frac{0,08 \cdot 3,5}{2} = 0,14 \text{ Ом};$$

$$r_2 = 0,0184 \frac{3500}{2 \cdot 120} = 0,27 \text{ Ом}.$$

Сопротивление кабеля связи

$$x_3 = 0,08 \cdot 2,5 = 0,2 \text{ Ом};$$

$$r_3 = 0,0184 \frac{2500}{95} = 0,48 \text{ Ом}.$$

Сопротивление воздушной линии

$$x_4 = 0,4 \cdot 1 = 0,4 \text{ Ом};$$

$$r_4 = 0,0184 \frac{1000}{35} = 0,52 \text{ Ом}.$$

Сопrotивление реактора

$$x_5 = 0,03 \frac{10}{1,73 \cdot 0,5} = 0,35 \text{ Ом.}$$

Сопrotивление системы от генератора до шин подстанции

$$I^{11} = I_\infty = I_t = 17 \text{ кА;}$$

$$x_{6\infty} = \frac{1,05 \cdot 10,5}{1,73 \cdot 17} = 0,37 \text{ Ом.}$$

Находим токи к.з. на шинах тяговой подстанции ТП 1

Сумма сопротивлений участка 1-2

$$x_{1,2\infty} = 0,49 + 0,14 = 0,63 \text{ Ом; } r_{1,2} = 0,27 \text{ Ом.}$$

Сумма сопротивлений участков 3-6

$$x_{3,6\infty} = 0,2 + 0,4 + 0,35 + 0,37 = 1,32 \text{ Ом; } r_{3,6} = 0,48 + 0,52 = 1,0 \text{ Ом.}$$

Результирующее сопротивление двух параллельных линий питания

$$x_\infty = \frac{x_{1,2\infty} \cdot x_{3,6\infty}}{x_{1,2\infty} + x_{3,6\infty}} = \frac{0,63 \cdot 1,32}{0,63 + 1,32} = 0,420 \text{ Ом;}$$

$$r = \frac{r_{1,2} \cdot r_{3,6}}{r_{1,2} + r_{3,6}} = \frac{0,27 \cdot 1}{0,27 + 1} = 0,21 \text{ Ом;}$$

$$z_\infty = \sqrt{0,42^2 + 0,21^2} = 0,48 \text{ Ом.}$$

Токи короткого замыкания. Установившийся ток к.з.

$$I_\infty = \frac{10,5}{1,73 \cdot 0,48} = 12,7 \text{ кА;}$$

ударный коэффициент при $x_\infty / r_1 = 0,420 / 0,21 = 2,03$ (по рисунку 19) $k_y = 1,25$;

ударный ток к.з.

$$i_y = \sqrt{2} \cdot k_y \cdot I^{11} = 1,41 \cdot 1,25 \cdot 12,7 = 22,5 \text{ кА;}$$

действующий ток к.з.

$$I_y = I^{11} \sqrt{1 + 2(k_y - 1)^2} = 12,7 \sqrt{1 + 2(1,25 - 1)^2} = 14,2 \text{ кА.}$$

Аналогично определяются токи к.з. на шинах тяговой подстанции ТП 2.

Находим токи к.з. на шинах ТП 2.

Сумма сопротивлений участка 1-3

$$x_{1-3\infty} = 0,49 + 0,14 + 0,2 = 0,83 \text{ Ом;}$$

$$r_{1-3\infty} = 0,27 + 0,48 = 0,75 \text{ Ом.}$$

Сумма сопротивлений участка 4-6

$$x_{4-6} = 0,4 + 0,35 + 0,37 = 1,12 \text{ Ом;}$$

$$r_{4-6} = 0,52 \text{ Ом.}$$

Результирующее сопротивление двух параллельных участков 1-3 и 4-6

$$x_\infty = \frac{x_{1,3\infty} \cdot x_{4,6}}{x_{1,3\infty} + x_{4,6}} = \frac{0,83 \cdot 1,12}{0,83 + 1,12} = 0,48 \text{ Ом;}$$

$$r_\infty = \frac{r_{1,3} \cdot r_{4,6}}{r_{1,3} + r_{4,6}} = \frac{0,75 \cdot 0,52}{0,75 + 0,52} = 0,213 \text{ Ом;}$$

$$z_\infty = \sqrt{0,48^2 + 0,213^2} = 0,53 \text{ Ом.}$$

Токи короткого замыкания

$$I_{\infty} = \frac{10,5}{1,73 \cdot 0,53} = 11,45 \text{ } \kappa A;$$

$$\frac{x}{r} = 2,25; \quad \kappa_y = 1,28;$$

$$i_y = \sqrt{2} \cdot \kappa_y \cdot I^{11} = 1,41 \cdot 1,28 \cdot 11,45 = 2,07 \text{ } \kappa A;$$

$$I_y = I^{11} \sqrt{1 + 2(\kappa_y - 1)^2} = 11,45 \sqrt{1 + 2(1,28 - 1)^2} = 11,7 \text{ } \kappa A.$$

2 ВНУТРЕННЕЕ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЕ

Основные понятия

Питающие линии, контактную и рельсовые сети, защитные коммутирующие и вспомогательные устройства, связанные с ними представляют из себя внутреннее электроснабжение.

Внутреннее электроснабжение подразделяется на централизованное и децентрализованное.

При централизованной системе (рисунок 21) каждая относительно мощная тяговая подстанция питает, как удаленные, так и непосредственно примыкающие к ней секции контактной сети.

Секции контактной сети называют участок сети, изолированный от смежных секционными изоляторами, обеспечивающими неприпятственный проход токоприемников подвижного состава.

В централизованной системе резервирование на подстанциях обеспечивается за счет некоторого увеличения числа преобразовательных агрегатов, необходимых для нормального рабочего режима.

При децентрализованной (рисунок 22) системе в нормальном режиме каждая секция контактной сети питается от двух соседних тяговых подстанций, расположенных вблизи секционных изоляторов. При выходе из строя любой из подстанций ее нагрузка распределяется между смежными подстанциями, имеющими определенный резерв мощности.

Секционирование сети обеспечивает необходимую гибкость в аварийных режимах: локализацию аварий, возможность снятия напряжения с участка сети для оперативного ремонта, питание по смежному кабелю.

На шинах тяговых подстанций трамвая и троллейбуса номинальное напряжение выпрямленного тока равно 600 В.

С учетом потерь напряжения в элементах тяговой сети номинальное напряжение на токоприемнике трамвая или троллейбуса принято равным 550 В.

Максимально допустимое напряжение при любых эксплуатационных условиях на шинах тяговых подстанций и на токоприемниках ЭПС – 700 В. На участках с применением рекуперации – 720 В. Наименьшее допустимое напряжение на токоприемнике ЭПС при любых эксплуатационных условиях – 400 В.

К схемам электроснабжения ЭПС предъявляется целый ряд специфических требований (высокий уровень надежности, возможность рекуперации электроэнергии, экономичность, безопасность в работе, ремонтопригодность и т.д.). Практически не удается добиться одновременного максимального удовлетворения всех этих требований. Особенно ярко это видно с надежностью и экономичностью. Стремление обеспечить высокую надежность системы электроснабжения требует обычно повышения затрат на ее создание. Но необходимо учитывать, что повышение надежности системы приводит к снижению ущерба, вызываемого отказами оборудования и простоями транспорта при аварийных ситуациях.

Эффективным средством повышения надежности является резервирование элементов системы электроснабжения. Резервирование может осуществляться установкой дополнительных элементов оборудования, вводимых в действие при выходе из строя работающих элементов или подбором параметров устройств с определенным запасом, при котором выход из строя отдельных элементов не приводит к недопустимой перегрузке оставшихся в действии.

Первый способ резервирования можно назвать резервированием по количеству, второй – по мощности.

В работе системы электроснабжения различают нормальный, вынужденный и аварийный режимы.

В нормальном режиме работы система должна обеспечивать питание контактной сети при расчетных размерах движения в часы пик и для условий наибольшего сопротивления движения подвижного состава. В нормальном режиме все элементы системы должны функционировать с наиболее высокими технико-экономическими показателями.

В вынужденном режиме происходит временное отключение одного из основных элементов системы электроснабжения: тяговой подстанции, преобразовательного агрегата или питающей линии. В этом режиме за счет использования заложенного в системе резерва должна обеспечиваться нормальная работа ЭПС при расчетных размерах перевозок и скоростей движения. Электрические нагрузки элементов системы электроснабжения и потери напряжения в тяговой сети должны удовлетворять предельно допустимым значениям, которые регламентируются нормами. В вынужденном режиме экономические показатели системы электроснабжения не соответствуют оптимальным.

В аварийном режиме работа системы электроснабжения при расчетных размерах движения становится невозможной из-за нарушения технических нормативов, в связи с чем движение на линии частично или полностью прекращается.

2.1.1 Пункты присоединения

Пункты присоединения питающих линий к контактной сети должны быть размещены таким образом, чтобы средние значения потерь напряжения при движении ЭПС в режиме тяги по участкам питания не превышали 15% от номинального напряжения на шинах подстанции. Средняя расчетная потеря напряжения в вынужденном режиме работы от шин подстанции до наиболее удаленных пунктов участка питания не должна превышать 170 В.

Для внутреннего энергоснабжения городского электротранспорта характерны разветвленные конфигурации тяговых сетей. Однако анализ любой сложной сети может быть сведен к рассмотрению особенностей отдельных секций, упрощенные схемы питания которых приведены на рисунке 23.

На рисунке 23-1 изображена схема одностороннего питания (консольного) с расположением питающего пункта в средней части участка выгодно с точки зрения потерь напряжения и мощности. Однако смежные участки контактной сети должны получать питание от соседних подстанций или по длинным кабелям.

На рисунке 23-2 питающие кабели подключены непосредственно около секционного изолятора. В аварийном режиме при выходе из строя одного из кабелей секционный промежуток может быть закорочен и питание осуществляется по одному кабелю, подобно схеме рисунка 23-1.

Схема на рисунке 23-3 получила наибольшее распространение. Такая схема позволяет снизить потери мощности и напряжения в сети по сравнению с раздельным питанием контактной сети двух путей.

В последнее время на городском ЭПС все большее распространение находят схемы двустороннего питания от соседних подстанций (рисунок 23-4) наличие в средней части участка секционного разъединителя позволяет при необходимости сделать переход к консольным схемам питания. Потери мощности и напряжения в сети с двухсторонним питанием значительно уменьшаются по сравнению с односторонним.

2.1.2 Тяговая подстанция

Тяговые подстанции городского электротранспорта предназначены для преобразования трехфазного тока, получаемого от системы внешнего электроснабжения, в другой род тока, который необходим для питания электроподвижного состава.

Тяговые подстанции должны соответствовать Правилам устройств электроустановок (ПУЭ), Правилам технической эксплуатации трамваев и троллейбусов, Правилам техники безопасности и Правилам пожарной безопасности.

По количеству агрегатов тяговые подстанции могут быть одно-, двух- и многоагрегетными. Агрегат состоит из понизительного тягового трансформатора и выпрямительной установки.

По способу управления тяговые подстанции могут быть ручного управления и автоматического управления. В настоящее время строятся исключительно автомателеуправляемые тяговые подстанции.

Упрощенная принципиальная однолинейная схема двухагрегатной тяговой подстанции приведена на рисунке 24.

Напряжение переменного тока 6-10 кВ подается на шины распределительного устройства 6-10 кВ (РУ 6-10 кВ) двумя вводами. Защита каждого ввода осуществляется масляным выключателем. С двух сторон масляного выключателя размещаются разъединители, что позволяет отсоединить масляные выключатели от напряжения при их осмотре и ремонте. Трансформаторы тока, установленные на вводах используются для питания цепей автоматической защиты. Разъединитель позволяет отключать один из агрегатов при ремонте и осмотре.

Каждый агрегат тяговой подстанции защищается масляным выключателем. Для производства осмотра и ремонта агрегата со стороны РУ 6-10 кВ установлен разъединитель, а со стороны распределительного устройства постоянного тока разъединитель. Для защиты выпрямительного устройства установлен быстродействующий выключатель. Питание контактной сети осуществляется от основной или запасной положительной шины через быстродействующие выключатели по пяти питающим проводам. С обеих сторон быстродействующих выключателей установлены разъединители, что позволяет при необходимости отключать быстродействующий выключатель как от основной, так и от запасной положительных шин. Отсасывающие провода подключаются к отрицательной шине через разъединители.

Трансформаторы питают шины собственных нужд, имеющих две секции. Имеется также резервный ввод напряжения переменного тока 220 В. Питание шин собственных нужд осуществляется через плавкие предохранители и контакторы.

Электрические аппараты распределительных устройств переменного тока

2.2.1 Электрические контакты

Электрическим контактом называется поверхность соприкосновения двух проводников тока. Контактные соединения могут быть жесткими (болтовые соединения); скользкими (например при помощи подвижной щетки) и размыкающими ся.

Надежность контактов имеет огромное значение в эксплуатации, поэтому к ним предъявляются жесткие требования:

а) температура нагрева контактов в аппаратах не должна превышать +80°C для неподвижных и +75°C для подвижных контактов при температуре окружающей среды +35°C. Для шин принимается температура +70°C при окружающей среде +25°C;

б) контакты в замкнутом положении должны обладать электродинамической и термической прочностью как при длительных токах нормальной нагрузки, так и при сквозных токах короткого замыкания;

в) включение и отключение токов в пределах нормированных величин и нормированного числа включений и отключений не должны разрушать контакты.

Основным физическим фактором в работе контактов является переходное сопротивление контактов.

При небольшой силе нажатия контактов (F_1) соприкосновение будет точечным, а при увеличении силы нажатия (F_2) переходит в плоскостное (рисунок 25).

Переходное сопротивление r точечного контакта может быть представлено в виде

$$r = \frac{c}{\sqrt{F}},$$

где c - постоянная, зависящая от материала контакта;

F - сила натяжения контактов, Н.

Если при такой же силе F имеет место n точек соприкосновения, то переходное сопротивление каждого точечного контакта $r = \frac{c}{\sqrt{\frac{F}{n}}}$, а общее

сопротивление всех n точек соприкосновения $r_n = \frac{r_1}{n} = \frac{c}{n\sqrt{\frac{F}{n}}} = \frac{c}{\sqrt{nF}}$.

Это выражение с достаточной точностью может быть представлено $r = \frac{c}{F^m}$, для

медь – медь $c = (0,08 - 0,14) \cdot 10^{-2}$ Ом·Н;

алюминий – алюминий $c = 0,127 \cdot 10^{-2}$ Ом·Н;

алюминий – медь $c = 0,98 \cdot 10^{-2}$ Ом·Н.

Опытные значения коэффициента m имеют значения:

шинные контакты 0,5 – 0,7;

торцевые контакты 0,5;

розеточные контакты 0,75;

щеточные контакты 1,0.

Оптимальной силой нажатия контактов является для луженой меди 50 – 10 МПа, для алюминия – 25 МПа.

Если принять сопротивление контактов медь – медь за единицу, то сопротивление контактов других пар металлов характеризуется коэффициентами:

медь – медь 1;

серебро – серебро 0,43 – 0,67;

медь – латунь 1,82 – 2,5;

медь – алюминий 1,3;

медь – сталь 7,0;

алюминий – алюминий 1,5 - 2,5;

сталь – сталь 35.

Приведенные коэффициенты справедливы только для свежезачищенных контактов. При окислении металлов сопротивление контактов резко увеличивается.

Для уменьшения влияния окислов на контактное сопротивление замыкающихся контактов конструкция их осуществляется таким образом, чтобы пленка окисла при каждом включении и отключении контактов очищалась (например, притирающая пружина контакторов). Для наиболее ответственных аппаратов с малым контактным давлением применяется серебро высокой пробы. Уменьшение влияния окислов достигается и при нанесении на поверхность контактов технического вазелина или косторового масла. Хорошие результаты дает применение металло-керамических соединений (например, прессование контактов из порошков серебра или меди с вольфрамом или молибденом).

Электродинамическая сила отрыва контакта возникает вследствие изгиба линии растекания тока. Для простейшего случая, изображенного на рисунке 26 электродинамическая сила

$$F_{\text{эд}} = 1,02 \cdot \kappa_1 i_y^2 \frac{D}{d} \text{ кГ},$$

где i_y - ударный ток к.з., кА;

D и d - диаметр проводников;

$\kappa_1 = 12$ опытный коэффициент.

Протекание тока через разъемный контакт может вызвать вибрацию и сваривание контактов. Предельное значение силы тока, не вызывающее сваривание контактов, по опытным данным будет

$$I_{\text{св}} = \kappa_2 \sqrt{F}, \text{ А},$$

где F - сила нажатия, Н;

κ_2 - опытный коэффициент (для одиночного пальцевого контакта из меди $\kappa_2 = 40000$, для одного элемента розеточного контакта $\kappa_2 = 60000$).

Контакты электрических аппаратов при частых включениях и отключениях подвергаются электроэрозии.

Электроэрозией называется такое физическое явление, когда под действием электрической дуги или искры происходит перенос металла с одного электрода на другой. При дуговом разряде перенос металла происходит с катода на анод, а при искровом - с анода на катод.

2.2.2 Электрическая дуга переменного тока

Электрической дугой называется электрический разряд в газе с большой плотностью тока и малым падением напряжения.

Устойчивое горение электрической дуги начинается при напряжении 10-15 В и тока 0,5 А. С увеличением напряжения и тока устойчивость горения дуги между контактами возрастает, и для быстрого ее гашения необходимы специальные меры. Разработка дугогасительных устройств основана на физических законах горения дуги. Важнейшим из них является вольт-амперная характеристика, которая выражает зависимость падения напряжения в дуге от тока дуги (рисунок 27).

Точка А характеризует потенциал зажигания дуги. Если после зажигания дуги увеличивать ток, то падение напряжения в дуге изменяется по кривой АВ.

При сохранении внешних условий каждая из точек этой кривой является точкой устойчивого горения дуги. Поэтому кривая АВ носит название статической характеристики дуги.

Если произвести уменьшение тока в цепи, то в зависимости от скорости спада тока падение напряжения в дуге будет изменяться по семейству кривых VA_1 ; VA_2 ; VA_3 . Эти характеристики носят название динамически-вольтамперных характеристик дуги.

Наличие семейства динамических характеристик объясняется тем, что скорость деионизации дуги, определяющая сопротивление дуги, отстает от скорости изменения тока. Например при мгновенном изменении тока от 1 до 0 сопротивление дуги остается практически неизменным и динамическая характеристика имеет вид ВО.

2.2.3 Гашение электрической дуги в выключателях

Способы гашения электрической дуги подразделяются на две группы: гашение коротких и длинных дуг.

Короткие дуги имеют ту особенность, что падение напряжения у катода составляет существенную часть от общего падения напряжения в дуге.

Это объясняется тем, что автоэлектронная эмиссия требует высокого градиента электрического поля (до 10^6 В/см) в слое у катода толщиной 10^{-4} - 10^{-5} см.

Длинные дуги возникают при высоких напряжениях источника, поэтому падение напряжения у катода не оказывает существенного влияния на зажигание. Гашение длинных дуг производится при помощи ускорения распада дуги. Для этого снижают температуру дуги ниже температуры термической ионизации (4000°K) путем соприкосновения дуги с холодными частями дугогасительных устройств или путем диссоциации окружающих дугу веществ. В последнем случае молекулы газа или пара дифундируют в столб дуги и под влиянием высокой температуры распадаются на атомы. Поскольку на это затрачивается энергия, то температура дуги снижается. В дальнейшем распавшиеся на атомы молекулы дифундируют в окружающее пространство, где при рекомбинации отдают энергию.

Для гашения дуг переменного тока особенно выгодно использовать атомы водорода, которые возникают при диссоциации паров масла.

Наиболее употребительные способы гашения дуги.

Магнитное дутьё основано на том, что ток в дуге, взаимодействуя с внешним магнитным полем, отклоняет дугу. Погасание дуги при этом происходит от двух причин: растяжение дуги и охлаждение дуги при ее быстром перемещении сквозь неподвижный воздух.

Магнитное поле может быть получено с помощью электромагнитов с последовательной и параллельной катушками, а также с помощью постоянных магнитов. При последовательных катушках $F \equiv I^2$. Этим объ-

ясняется, что электромагнитное дутьё с последовательными катушками хорошо работает при больших токах и хуже при малых токах.

Решетки Доливо-Добровольского (деионные решетки) применяются для гашения коротких дуг. Гашение дуги здесь основано на том, что электродинамическими силами дуга отклоняется в пространство, разгороженное неподвижными изолированными металлическими пластинами. Попав на эти пластины (решетку), дуга разбивается на несколько коротких дуг в результате чего суммарное околоэлектродное напряжение возрастает. Статическая вольт-амперная характеристика дуги в этом случае поднимается, что способствует гашению.

Щелевые камеры гасят дугу вследствие ее деионизации при охлаждении о стенки камеры. Камеры выполняются из огне и влагостойкого материала (асбоцемент) или керамики.

Форма щелевых камер бывает различна с одной или несколькими прямыми щелями, с сужающейся щелью, с извилистой щелью.

Гашение дуги высоким давлением обычно осуществляется в трубчатых предохранителях. Повышение давления в закрытом патроне предохранителей происходит от нагрева газа электрической дугой. Оно пропорционально квадрату тока. С повышением же давления газов ионизация в дуге резко падает, и дуга гаснет.

Газогенерирующие дугогасительные устройства основаны на том, что под влиянием нагрева стенок дугогасительной камеры электрической дугой из материала стенок выделяется большое количество газов, которые выдувают дугу. В качестве газогенерирующих устройств применяют фибру, органическое стекло, винипласт и др. Газогенерирующие камеры применяются до напряжения 10 кВ.

Камеры с воздушным дутьем основаны на том, что в момент размыкания контактов и образования дуги открывается вентиль воздушного дутья, обеспечивающий продольное дутьё. Поток воздуха в момент прохождения тока через 0 отрывает ионизирующую зону от острия подвижного контакта, а воздух образует вихревые потоки, которые так же способствуют деионизации.

Омический принцип гашения дуги основан на том, что по мере растяжения дуги в ее цепи увеличивается активное сопротивление. Это снижает ток, и кроме того, уменьшает сдвиг фаз между током и напряжением, что так же способствует лучшему гашению дуги.

Гасительные устройства в масле основаны на диссоциации масла. Энергия электрической дуги в масле расходуется на разложение и движение масла (28 %), расширение и нагрев газов (40 %), теплоотдачу лучеиспусканием (11 %), нагрев и испарение масла (9 %) и другие виды потерь (12 %). Таким образом, трансформаторное масло является хорошей дугогасительной средой, т.к. 68 % энергии электрической дуги гасится в процессе диссоциации масла с выделением до 70 % водорода.

Недостатком трансформаторного масла является довольно низкая температура вспышки $+135^{\circ}\text{C}$.

Простейший баковый масляный выключатель имеет свободно горящую дугу в масле (рисунок 28). Вокруг дуги образуется газовый пузырь с преимущественным содержанием водорода. Поскольку градиент напряжения в дуге мал (70 В/см), то для гашения дуги приходится иметь относительно большой ход подвижных контактов и двойной разрыв дуги.

Время гашения дуги в таком выключателе зависит от тока. С увеличением тока до некоторого критического значения время гашения дуги возрастает до 10-15 полупериодов. Дальнейшее увеличение тока снижает время гашения до 3-5 полупериодов за счет электродинамических сил. Под действием этих сил дуга отклоняется и приближается к стенкам газового пузыря, что вызывает увеличенное выделения газов.

Чтобы еще больше приблизить электрическую дугу к стенкам камеры и тем самым ускорить гашение, применяют камеры гашения. Примером такой гасительной камеры с поперечным дутьем служит камера с буферным объемом (рисунок 29). В первый момент образования газового пузыря воздух в буферной камере сжимается. После подъема подвижного контакта и открытия поперечного канала газы, пары масла и масло устремляются в канал, вызывая поперечное дутье. Поперечный поток не только охлаждает дугу, но и как бы срезает ионизированную зону. С другой стороны, приближение дуги к изоляционным газам вызывает дополнительное выделение газа. После выхода подвижного контакта из верхнего отверстия вдоль вертикального канала образуется также и продольное дутье. Такой способ гашения дуги применяется в горшковых выключателях типа ВМГ.

2.2.4 Выключатели

Выключатели предназначены для включения и выключения электрических цепей при нагрузке и коротком замыкании.

По способу гашения дуги выключатели подразделяются на масляные и безмасляные. Масляные выключатели в свою очередь подразделяются на многообъемные (баковые) и малообъемные (горшковые). Безмасляные выключатели бывают воздушными, автогазовыми и электромагнитными.

По скорости действия – на быстродействующие, ускоренного действия и небыстродействующие. Время выключения быстродействующих выключателей не должно превышать $0,08\text{ с}$, ускоренного действия – $0,12\text{ с}$, и небыстродействующих – $0,25\text{ с}$.

На ТП получили распространение масляные выключатели малообъемные для внутренних установок.

Высоковольтные выключатели выпускаются на разные циклы работы. Буквой «О» обозначают отключение, буквой «В» – включение, а цифрой – интервал между операциями в секундах.

Выключатели, оборудованные устройством автоматического повторного включения (АПВ), должны обеспечивать один из следующих циклов:

- а) ВО – 0 – ВО;
- б) ВО – 0 – ВО – 15 – ВО;
- в) ВО – 0 – ВО – 15 – ВО – 60 – ВО.

Различают **номинальный ток отключения** $I_{откл.ном}$, под которым понимают предельный ток отключения при номинальном напряжении выключателя $U_{вык.ном}$, и **предельный ток** $I_{откл}$, т.е. максимальный ток отключения при одном из стандартных напряжений $U_{уст.ном}$.

Соответственно определяется номинальная мощность отключения

$$P_{откл.ном} = \sqrt{3} \cdot I_{откл.ном} \cdot U_{вык.ном}$$

и мощность отключения

$$P_{откл} = \sqrt{3} \cdot I_{откл} \cdot U_{уст.ном}$$

Предельным сквозным током выключателя называется максимально возможный ток сквозного к.з., который не вызывает повреждение выключателя.

Время выключения выключателя $t_{откл}$ складывается из собственного времени выключения $t_{с откл}$ и времени гашения дуги t_d .

Под собственным временем отключения выключателя понимают время, прошедшее от момента подачи импульса тока на отключающую катушку привода выключателя до момента начала расхождения контактов.

Баковые масляные выключатели

Многообъемные или баковые выключатели обычно имеют бак, в котором каждая из трех фаз имеет два разрыва в масле. Внутренняя поверхность бака, как правило, изолируется фанерой. Такие же фанерные перегородки устанавливаются и между фазами. Масло в выключателе служит в качестве дугогасительной и изоляционной среды. Уровень масла в баке контролируется по масломерному стеклу. Превышение нормального уровня в баке может привести к взрыву из-за прорыва газового пузыря в воздушное пространство. Вследствие этого многообъемные выключатели считаются взрывоопасными и монтируются в бетонных ячейках с выходом наружу или в особом помещении (взрывоопасный коридор).

Многообъемный баковый выключатель без камер и дугогасительных устройств типа ВМЭ – 6 изготавливается на напряжение 3 и 6 кВ с мощностью отключения соответственно 17 и 15 МВт. Выключатели ВМБ – 10

выпускаются на напряжение 3, 6 и 10 кВ с мощностью отключения 50 и 100 тыс. кВА. Сегодня такие выключатели уже не применяются из-за малой мощности отключения. На сегодня остались в эксплуатации выключатели ВМ – 16; ВМ – 22 и ВМ – 22Ф.

Малообъемные масляные выключатели

Получили широкое распространение малообъемные или горшковые масляные выключатели ВМГ – 133 из-за своей надежности и безопасности.

В этих выключателях каждая фаза имеет свой бачок, который крепится к общей раме на двух фарфоровых изоляторах. Бачки делаются сквозными. Для уменьшения нагрева стального бака магнитными вихревыми потоками и потерями на гистерезис вертикальный шов сваривается латунию. Стенки бака изнутри изолируются бакелитовым цилиндром. Ход стержня при выключении составляет 250 мм.

Другой тип малообъемного выключателя ВМП – 10 (выключатель масляный подвесной). В нем модернизированы лишь привод выключателя и устройство подвижного контакта. Они имеют меньшие габариты и массу по сравнению с ВМГ – 133. Эти выключатели выпускаются на номинальные токи 600 – 1500 А и мощность отключения 350 МВА. Дугогасительные контакты облицованы металлокерамикой.

Автогазовые выключатели

Выпускается ВГ – 10М (выключатель газовый модернизированный). В качестве подвижного контакта используются медные шинки, которые перемещаются в скользящих контактах. В качестве привода применяются электромагниты включения и выключения и отключающая пружина.

Неподвижный контакт расположен внутри дугогасительного устройства, оборудованного газоотводом. В камере установлены газогенерирующие пластины. При размыкании контактов газогенерирующие пластины выделяют газ, который через клапан заполняет буферную зону дугогасительной камеры. При дальнейшем размыкании контактов освобождается поперечный канал, по которому осуществляется поперечное дутьё (газы из буферного пространства).

Электромагнитные выключатели

При отключении выключателя подвижный контакт перемещается по часовой стрелке, и электрическая дуга переходит на дугогасительный контакт 5 (рисунок 30). С этого момента включается дугогасительная катушка и на дугу воздействует магнитный поток, который затягивает дугу в дугогасительную камеру.

По мере углубления дуги в дугогасительную камеру длина дуги увеличивается (лабиринтно-щелевая камера) и происходит так называемое реостатное гашение дуги, т.е. во время гашения дуги увеличивается ее

активное сопротивление, что облегчает ее гашение. Время гашения дуги в выключателе ВМЭ – 10 составляет 0,07 – 0,09 с. с быстродействующим приводом время может быть сокращено до 0,05 – 0,06 с. Мощность отключения 250 – 300 МВА.

Для гашения малых токов, когда магнитное дутьё слабое, выключатель имеет дополнительное воздушное дутьё. Оно осуществляется при помощи цилиндра, поршень которого кинематически связан с подвижным контактом выключателя.

Выводы:

- а) общее время отключения к.з. сравнительно велико и не удовлетворяет требованиям к тяговым подстанциям, оборудованными кремниевыми выпрямителями;
- б) ограниченное число отключений без последующего осмотра;
- в) большие габариты.

Отмеченные недостатки устраняются в конструкции вакуумных выключателей, разрабатываемых в ВЭИ. Ход подвижного контакта в этом выключателе составляет всего 4 мм. Гашение дуги в вакуумных выключателях основано на том, что напряжение пробоя контактного промежутка в вакууме во много раз больше чем в другой среде. Например, при расстоянии 4 мм напряжение пробоя в атмосфере – 15 кВ, а в вакууме с давлением газов 10^{-5} мм.рт.ст – 170 кВ.

Приводы выключателей

Приводы могут быть ручными и дистанционными.

Приводы, применяемые в эксплуатации, должны обеспечивать включение выключателей с достаточно малым временем. Поэтому в приводах прямого действия с жесткой кинематической связью между приводом и выключателем мощность привода должна быть достаточно велика.

Если же энергию включения предварительно накопить в течение большого времени (в виде потенциальной энергии растяжения или сжатия пружин и т.д.), то в таких приводах косвенного действия мощность выключающих устройств удастся значительно снизить.

Приводы прямого действия бывают ручные, соленоидные (электромагнитные) и электродвигательные.

Приводы косвенного действия бывают пружинные, грузовые (с ручным или электродвигательным заводом) и пневматические.

Во всех современных приводах кинематическая связь механизма выключателя с приводом осуществляется не жестко, а с помощью защелок и рычагов, обеспечивающие возможность автоматического отключения

выключателя независимо от положения привода. Такие приводы называются **приводами со свободным расцеплением**.

2.2.5 Разъединители

Разъединители в распределительных устройствах предназначены для снятия напряжения с аппаратов и машин на период их ремонта и осмотра. Разъединители не имеют дугогасительных устройств, поэтому допускается отключение тока нагрузки до 15 А при напряжении до 10 кВ (например отключают трансформатор напряжения). Разъединители выпускаются на рабочие токи от 200 до 5000 А, и на напряжение от 3 до 220 кВ.

По месту установки разъединители подразделяются на разъединители для **внутренних и открытых** установок. Разъединители для внутренних установок бывают простыми и фигурными. Простые – монтируются на опорных изоляторах, а фигурные – имеют проходные изоляторы.

По конструкции ножей разъединители выполняются с рубящими ножами и одновременно вращающимися и с поворотными ножами. Разъединители с рубящими ножами выпускаются для внутренних установок до напряжения 35 кВ.

Рубящие ножи с одновременным поворотом вокруг оси самого ножа применяются в разъединителях открытых установок. Разъединители с поворотными ножами применяются для напряжения 35 кВ и выше в открытых установках.

Разъединители бывают одно- и трехполюсные.

Управление однополюсными разъединителями производят при помощи специальных изоляционных штанг, на конце которых имеется палец.

Трехполюсные разъединители управляются ручными или электродвигательными приводами.

2.2.6 Защита электрических цепей плавкими предохранителями и автоматическими выключателями

2.2.6.1 Плавкие предохранители

Плавкие предохранители, как и выключатели, защищают электрические установки от вредного воздействия, перегрузок и коротких замыканий.

Плавкий предохранитель (ПП) состоит из легкоплавящейся металлической вставки, укрепленной в корпусе предохранителя.

Номинальным током плавкой вставки I_B называют наибольший ток, при котором она должна работать длительно, не перегорая.

Различают плавкие вставки двух типов:

а) плавкие вставки с малой теплоемкостью (с малой тепловой инерцией). Они имеют малое сечение, т.к. изготовлены из металлов с высокой электрической проводимостью, например из меди, серебра, цинка. Такие ПП являются быстродействующими;

б) плавкие вставки с большой теплоемкостью (с большой тепловой инерцией). Они изготавливаются из металла с большим удельным сопротивлением, например, свинца и его сплавов и не являются быстродействующими.

Физический процесс работы ПП состоит из нагрева, плавления и испарения металла вставки, пробоя промежутка и гашения дуги.

Чтобы уменьшить температуру предохранителя при I_{min} , стремятся уменьшить температуру нагрева и плавления металла вставки. Применение легкоплавких металлов (олово, свинец) приводит к увеличению сечения вставки, что вредно отражается на гашение дуги, поэтому используют так называемый металлургический эффект. На плавкую вставку из тугоплавкого металла (медь) наплавляют кусочек легкоплавкого металла (олово), который действует как металлический растворитель. При токах короткого замыкания такие вставки перегорают быстро, и небольшое количество легкоплавкого металла не влияет на дугогашение. При перегрузке же за счет металлургического эффекта такая плавкая вставка перегорает раньше, чем её температура достигает плавления.

Напряжение пробоя промежутка между электродами расплавившейся плавкой вставки зависит от длины этого промежутка.

Для уменьшения перенапряжения следует стремиться к уменьшению расстояния между электродами, но это ухудшает условия гашения дуги. Для удовлетворения обоих условий делают промежуток изменяющейся длины (например, применяют плавкие вставки, сечение которых состоит из нескольких ступеней).

ГОСТ на ПП требует, чтобы они в течение заданного времени выдерживали минимальный испытательный ток и расплавились при максимальном испытательном токе в соответствии с таблицей 6.

Т а б л и ц а 6 – Испытательные токи плавких вставок предохранителей

Наименование	Номинальный ток плавкой вставки, А	Длительность приложения испытательного тока, ч	Величина испытательного тока	
			I_{min}	I_{max}
Предохранители низкого напряжения	2; 4; 5; 6; 10	1	$1,5 I_B$	$2,1 I_B$
	15; 20 ; 25	1	$1,4 I_B$	$1,75 I_B$
	35 – 350	1	$1,3 I_B$	$1,6 I_B$
	430 – 1000	2	$1,3 I_B$	$1,6 I_B$

Плавкие предохранители без наполнителей.

Примером такого предохранителя является плавкий предохранитель типа ПР-2. Он выпускается двух типов: на напряжение 220 В и 500 В.

Гашение дуги в фибровом патроне осуществляется благодаря высокому давлению газов, которые выделяются из фибрового патрона при его нагреве дугой. Это давление газов достигает 10 МПа. Номинальный ток плавкой вставки от 15 до 1000 А.

Плавкие предохранители с наполнителями.

Промышленность выпускает предохранители ПН-2 и быстродействующие ПНБ-2, ПНБ-3. Эти предохранители выпускаются для постоянного тока до 400 В и для переменного тока до 500 В. На высокое напряжение 6, 10, 35 кВ. В качестве заполнителя служит песок. Быстрое гашение дуги в таком предохранителе обеспечивается её сужением в узком канале между песчинками кварца. Кроме того, в кварцевом песке происходит диффузия ионов, что увеличивает потери мощности в дуговом промежутке столба дуги. Это в свою очередь повышает напряжение и снижает ток в цепи. ПН-2 выпускается на номинальные токи от 30 до 600 А.

ПНБ-2 и ПНБ-3 имеют в качестве плавкой вставки не медь, а серебро и кварцевый песок лучшего качества с одинаковой величиной зёрен.

Кварцевые плавкие предохранители работают с токоограничением, т.е. ток к.з. отключается раньше, чем он достигает максимального значения.

При выборе плавких вставок должно быть соблюдено несколько условий:

Первое условие

Для проводов с нагрузкой, при включении которой не возникает токов, значительно превосходящих нормальные (лампы накаливания, электронагревательные приборы, асинхронные двигатели с реостатным пуском), во избежание «ложного» перегорания предохранителя при этой нагрузке номинальный ток I_g плавкой вставки должен быть принят не меньше рабочего тока I_p нагрузки, т.е. $I_g \geq I_p$.

Например, для изолированного провода с рабочим током $I_p = 52$ А надо поставить плавкую вставку с номинальным током вставки ближайшим большим по шкале номинальных токов плавкого предохранителя.

В приведенном ряде стандартных токов плавких вставок значения стандартных токов патронов предохранителей подчеркнуты

6, 10, 15, 20, 25, 35, 60, 80, 100, 125, 160, 200, 225, 260, 300, 350, 430, 500, 600, 700, 850, 1000 А.

Второе условие

Для проводов с нагрузкой, при включении которой возникают пусковые токи, значительно превышающие нормальные (при пуске асинхронных короткозамкнутых двигателей или при их самозапуске) предохранитель не должен перегорать от длящихся короткое время пусковых токов, поэтому номинальный ток вставки должен быть больше или равен максимальному току $I_{\text{макс}}$, уменьшенному в α раз

$$I_{\text{в}} \geq \frac{I_{\text{макс}}}{\alpha},$$

где $I_{\text{макс}}$ – наибольшая величина кратковременного тока, протекающего через ПП. Для ответвлений к одиночным электроприёмникам (электродвигателям) – наибольшее значение пускового тока $I_{\text{пуск}}$ или наибольшее значение тока приёмника; для цепей питающих n приёмников, – величина $I_{\text{макс}}$ подсчитывается по формуле

$$I_{\text{макс}} = m \cdot \sum I_{p(n-1)} + I_{\text{пуск}},$$

где $m \cdot \sum I_{p(n-1)}$ – сумма максимальных рабочих токов цепи, обусловленная всеми приемниками, присоединенными к ней, за исключением приемника, дающего наибольшее приращение пускового тока над рабочим с учётом коэффициента одновременности m ;
 α – коэффициент, зависящий от режима перегрузки предохранителя и его характеристики.

Характеристика предохранителя

Как видно из характеристики ПП (рисунок 31) с номинальным током вставки 60 А такая вставка в течение 8 с выдерживает ток, равный $2,5 \cdot I_{\text{в}}$ и в течение 10 с ток равный $2 \cdot I_{\text{в}}$.

Таким образом, если пусковой ток двигателя, уменьшающийся во время разгона двигателя, длящегося при нормальных условиях пуска в среднем 8 с, будет меньше $2,5 \cdot I_{\text{в}}$, то плавкая вставка при пуске не расплавится. В данном случае $I_{\text{пуск}} = 2,5 \cdot I_{\text{в}}$ и, следовательно, $\alpha = 2,5$.

В таблице 7 приведены значения α для различных ПП и условий пуска.

Т а б л и ц а 7 – Значения коэффициента α для различных типов плавких предохранителей

Тип и марка предохранителя		Материал вставки	Рекомендуемые значения α	
			Для легких условий пуска (до 10с)	Для тяжелых условий пуска (до 40с)
Инерционные	Е-27, Е-33 при $I_{\epsilon} \leq 35 \text{ А}$	Свинец	Выбираются только по первому условию $I_{\epsilon} \geq I_p$	$\alpha = 3,75$
	СПО, ПТ	Медь		
Малоинерционные	ПР-2 при $I_n \geq 35 \text{ А}$	Цинк	$\alpha = 3$	$\alpha = 2$
		Медь		
Безинерционные	Е-33 при $I_{\epsilon} = 60 \text{ А}$	Серебро	$\alpha = 2,5$	$\alpha = 1,6$
	КП, НПН, П, НПР при $I_{\epsilon} < 35 \text{ А}$	Медь		

Третье условие

Может оказаться, что ток вставки, выбранные по первому и второму условию будет намного превосходить допустимый ток привода по нагреванию и не будет обеспечивать его защиту от нагрева. В этом случае ПУЭ рекомендует выбрать сечение провода таким образом, чтобы номинальный ток плавкой вставки I_{ϵ} не превышал больше чем в 3 раза допустимый ток провода I_{δ} .

$$I_{\epsilon} \leq 3 \cdot I_{\delta}.$$

Проводки осветительных сетей, сетей бытовых и передвижных электроприёмников, торговых и складских помещений, служебно-бытовых помещений, а так же в пожаро- и взрывоопасных помещениях должны быть защищены от перегрузки. Это объясняется тем, что надзор за этой категорией проводок ограничен или вообще отсутствует, в них возможны присоединения, неучтенные при проектировании. Поэтому в сетях, защищенных от перегрузки ПУЭ рекомендует выбирать плавкие вставки по расчетному току, таким образом, чтобы $I_{\epsilon} \leq 0,8 \cdot I_{\delta}$.

Выбор диаметра проволоки для сгоревшего плавкого предохранителя можно производить в соответствии с таблицами 8 и 9.

Т а б л и ц а 8 – Выбор диаметра проволоки для плавких вставок предохранителей ПР-2

$I_{в}, А$	$D, мм$	Число параллельных ветвей
6	0,25	1
10	0,35	1
15	0,45	1
20	0,55	1
25	0,6	1
35	0,75	1
45	0,9	1
60	1	1
80	0,8	2
100	1	2
125	1,1	2
160	0,9	3
200	1,15	3
300	1,2	4
350	1,3	4

Т а б л и ц а 9 – Выбор диаметра проволоки для плавких вставок пробочного типа

$I_{в}, А$	Свинец		Медь	
	Число	мм	Число	Мм
4	1	0,6	1	0,1
6	1	0,9	1	0,15
10	1	1,2	1	0,2
15	1	1,6	1	0,3
20	1	1,8	2	0,2
25	1	2,2	2	0,3
35	2	2,2	3	0,3
50	—	—	5	0,3
60	—	—	7	0,3

2.2.6.2 Выбор сечений проводов и кабелей по условиям нагрева в сетях до 500 В при защите линий автоматическими выключателями или тепловыми реле

В электрической цепи с асинхронными короткозамкнутыми электродвигателями плавкие предохранители не могут обеспечить защиту от перегрузки двигателя, т.к. предохранители выбираются по пусковому току электродвигателя и ток, при котором перегорает плавкая вставка предохранителя, намного превосходит номинальный ток электродвигателя.

Недостатком предохранителей при защите ими трехфазной линии является также возможность перегорания только одного из трех защищающих линию предохранителей. В этом случае все подключенные к линии электродвигатели оказываются включенными на две фазы, благодаря чему их обмотки быстро нагреваются и при отсутствии защиты от перегрузки могут быть повреждены.

В связи с этим для электродвигателей и питающих их линий применяется более совершенная защита расцепителями автоматических выключателей и тепловыми реле, действующими на отключение магнитных пускателей или контакторов.

Наименьший ток, при котором расцепитель или тепловые реле приходит в действие, называется током срабатывания расцепителя или реле. При токе в цепи, равном или превышающем ток срабатывания, расцепитель освобождает контактный рычаг, и автомат под действием пружины отключается. Аналогично, тепловое реле вызывает отключение магнитного пускателя или контактора, разрывая своим контактом цепь катушки, удерживающей пускатель или контактор во включенном положении. В обоих случаях происходит отключение одновременно всех трех фаз линии и не возникает опасность работы электродвигателя на двух фазах.

Тепловое расцепитель или реле при защите электродвигателей не реагирует на пусковой ток, т.к. обладая большой тепловой инерцией не успевают нагреться за короткое время пуска электродвигателя.

Номинальный ток теплового расцепителя или теплового реле $I_{н.тепл}$ выбирают по рабочему току электродвигателя

$$I_{н.тепл} \geq I_p.$$

Для защиты цепи электродвигателя от коротких замыканий автоматические выключатели с тепловыми расцепителями и пускатели с тепловыми реле непригодны, т.к. ток короткого замыкания успевает повредить электродвигатель.

Поэтому кроме тепловой защиты от перегрузки необходимо устанавливать в автоматических выключателях для защиты от коротких замыканий электромагнитные расцепители или осуществлять защиту от коротких замыканий при помощи плавких предохранителей.

Номинальный ток электромагнитного расцепителя $I_{н.эл.м}$ выбирается по рабочему току.

$$I_{н.эл.м} \geq I_p.$$

Чтобы электромагнитный расцепитель не срабатывал в момент пуска электродвигателя необходима дополнительная проверка по максимальной величине кратковременного тока линии. Ток срабатывания электромагнитного расцепителя $I_{ср.эл.м}$ должен превышать максимальный кратковременный ток линии $I_{макс}$ не менее чем на 25%:

$$I_{ср.эл.м} \geq 1,25 I_{макс}.$$

Получившие широкое применение автоматические выключатели с комбинированными расцепителями, имеющими как тепловой, так и электромагнитный элементы, защищают цепь электродвигателей как от токов короткого замыкания, так и от перегрузки.

Конструкция многих автоматических выключателей позволяет производить регулировку тока уставки расцепителей. Так, например, автоматический выключатель АП-25 на номинальный ток 25 А может быть отрегулирован на токи 1,6; 2,5; 4; 6,4; 10; 16 и 25 А.

Выбор сечений проводов и кабелей при защите линии автоматическими выключателями с расцепителями или тепловыми реле производится:

а) для автоматического выключателя, имеющего регулировку тока срабатывания теплового расцепителя

$$I_{ср.тепл} [1,5 I_d,$$

где I_d – допустимый ток для провода или кабеля;

б) для автоматического выключателя с тепловыми расцепителями, не имеющего регулировки тока срабатывания и для магнитного пускателя с тепловыми реле

$$I_{н.тепл} [1,5 I_d,$$

где $I_{н.тепл}$ – номинальный ток теплового расцепителя или реле;

в) при защите линии автоматическими выключателями, имеющими только электромагнитные расцепители

$$I_{ср.эл.м} [4,5 I_d.$$

2.2.7 Разрядники

Разрядники служат для защиты электроустановок от перенапряжений атмосферного характера (удар молний) или коммутационных процессов.

Разрядники устанавливаются на высоковольтных линиях электропередач и в распределительном устройстве 6 – 10 кВ.

Существуют следующие типы разрядников: трубчатые, роговые и вилитовые.

Трубчатые разрядники служат для защиты линий электропередач и включаются между проводами и землёй через внешний искровой промежуток. Гашение электрической дуги производится в них выдуванием дуги газом газогенерирующей фибровой трубки.

В роговых разрядниках искровые (защитные) промежутки выполняются в виде рогов из круглой меди. Эти разрядники наиболее просты и дешевы.

Вилитовые разрядники устанавливаются в распределительных устройствах переменного тока.

Работа вилитового разрядника основана на свойстве искусственного полупроводникового материала вилита изменять свое омическое сопротивление в зависимости от приложенного напряжения. Сопротивление вилита обратно пропорционально напряжению в третьей степени.

Группа искровых промежутков шунтирована многоомными сопротивлениями R (рисунок 32) включена последовательно с вилитовыми дисками V . Все устройство герметически заключено в фарфоровый корпус K .

При повышении напряжения происходит пробой искровых промежутков и повышенное напряжение поступает к вилитовым дискам, омическое сопротивление которых резко снижается и ток через вилитовый разрядник будет наибольший. После разряда напряжение на вилитовых дисках уменьшается, сопротивление их и ток в цепи уменьшается настолько, что после очередного прохождения через нуль он прекращает-

ся. Шунтирующие сопротивления R выравнивают напряжение на всех искровых промежутках.

2.2.8 Реакторы

Реактор представляет из себя индуктивную катушку без железного сердечника и служит для ограничения тока короткого замыкания в цепях 6 – 10 кВ. Реакторы устанавливаются на каждой фазе. Они изготавливаются на токи до 4000 А.

Релейная защита

2.3.1 Основные понятия

Назначение релейной защиты состоит в том, чтобы отключать автоматическим выключателем защищаемое оборудование в случае повреждения или подавать сигнал о нарушении нормального режима его работы.

Основные требования к релейной защите: *селективность, быстрота действия, чувствительность, надежность.*

С е л е к т и в н о с т ь ю или избирательностью защиты называется такое свойство, при котором отключается лишь тот участок, где произошло повреждение сети. Если при коротком замыкании в точке K_3 (рисунок 33) отключается только выключатель V , то такая работа защиты будет называться селективной.

Чаще всего селективность обеспечивается ступенчатостью выдержек времени. Например, выключатель V имеет выдержку времени 0 , выключатель IV - Δt , выключатель III - $2\Delta t$ и т.д.

Б ы с т р о т а д е й с т в и я защиты уменьшает повреждаемость оборудования токами к.з. С этой точки зрения желательно иметь защиту мгновенного действия. Но в этом случае трудно обеспечить селективность действия защиты на всех участках, поэтому быстродействующие защиты могут применяться лишь на конечных участках, например выключатель V .

Время отключения к.з. складывается из времени действия реле защиты $t_{заш}$ и времени действия высоковольтного выключателя $t_{выкл}$.

Выключатели типа ВМГ-133 имеют собственное время отключения 0,1-0,15 с, а максимальное токовое реле – $t_{заш} = 0,03 - 0,05$ с. Таким образом общее время отключения к.з. лежит в пределах 0,13-0,2 секунды, т.е. отключение произойдет в течение 6-10 периодов.

Чувствительность защиты должна обеспечить надежную работу защиты в пределах всего защищаемого участка и надежное срабатывание при повреждении на соседнем участке, если защита этого участка отказала в действии. Например, защита I должна работать надежно при повреждениях на участке 1 и при повреждениях на участке 2, если защита II не сработала.

В то же время защита не должна отключать установку от толчков рабочих токов.

Чувствительность защиты оценивается коэффициентом защиты $k_{\text{ч}}$. Для защит, реагирующих на токи, возрастающие при повреждениях, коэффициент чувствительности

$$k_{\text{ч}} = \frac{I_{\text{к.мин}}}{I_{\text{ср.защ}} K_{\text{тт}}}; \text{ причем } I_{\text{ср.защ}} > \frac{I_{\text{р.макс}}}{K_{\text{тт}}},$$

где $I_{\text{к.мин}}$ – первичный ток замыкания при коротком замыкании в конце защищаемой зоны, А;

$I_{\text{ср.защ}}$ – ток срабатывания реле защиты, А;

$I_{\text{р.макс}}$ – максимальный рабочий ток нагрузки, А;

$K_{\text{тт}}$ – коэффициент трансформации трансформатора тока.

По требованию ПУЭ $k_{\text{ч}} = 1,3 - 2$.

Надежность работы защиты зависит от качества применяемых реле, выбранной схемы, монтажа и ухода в эксплуатации. Если защита работает ненадежно, то она может явиться причиной распространения аварии, так как, если не отключить поврежденный участок, может произойти отключение других нормально действующих установок.

2.3.2 Основные виды релейных защит

Основные виды релейных защит характеризуется способом включения реле. Реле бывает первичные и вторичные.

Первичные токовые реле (рисунок 34а) включаются последовательно с защищаемой цепью и через изоляционные тяги воздействуют на отключающую защелку выключателя. Преимущество первичных реле – простота устройства, недостатки – низкая чувствительность и пониженная надежность.

Вторичные токовые реле включаются через измерительные трансформаторы. Такие реле высоко чувствительны и надежны.

По способу воздействия на выключатель реле бывают прямого (рисунок 34, б) и косвенного действия (рисунок 34, в).

Реле прямого действия выполняют две функции: как устройство, реагирующее на изменение тока или напряжения, и как отключающий электромагнит выключателя.

Реле косвенного действия воздействуют на выключатель при помощи отключающего электромагнита привода, цепь которого замыкается контактом защитного реле.

Основными аппаратами защиты являются реле, которые реагируют на те или иные изменения нормального режима. Поскольку признаками к.з. являются увеличение тока, изменение направления передачи мощности, понижение напряжения и понижение сопротивления цепи, то и реле защиты бывают соответственно различные – токовые, реле мощности, реле напряжения и реле сопротивления.

Наиболее важными являются токовые реле.

2.3.3 Типы защит

2.3.3.1 Максимальная токовая защита

Максимальная токовая защита относится к наиболее простым и распространенным типам защит, работающим от возрастания тока сверх определенного значения. Основными аппаратами этой защиты являются токовые реле и реле времени.

Принципиальная схема применения максимальных токовых защит в радиальной сети с односторонним питанием приведена на рисунке 35.

Для обеспечения селективной работы каждая следующая защита по направлению к источнику питания имеет ступень выдержки времени $\Delta t = 0,5-0,7$ с. Такой подбор выдержек времени называется ступенчатым.

При большом числе подстанций выдержка времени защиты на подстанции ТП-1 сильно возрастает, поэтому максимальная токовая защита радиальных сетей ограничивает число подстанций. При двустороннем питании селективную работу осуществить невозможно, поэтому максимальная токовая защита в этом случае не применяется.

Принципиальная схема применения максимальных токовых защит в радиальной сети с односторонним питанием приведена на рисунке 36.

Приведенная схема имеет трансформаторы тока только в двух фазах, поэтому они реагируют только на трех- и двухфазные короткие замыкания. Т.к. при однофазном замыкании эти схемы не работают, то могут применяться только в системах с изолированной нейтралью.

При применении двухфазных схем необходимо обращать внимание на то, чтобы трансформаторы тока на всех участках радиальной цепи стояли на одноименных фазах. Несоблюдение этого условия может привести к неселективному отключению при двойном коротком замыкании на землю.

2.3.3.2 Защита от однофазного замыкания на землю в сетях с изолированной нейтрально

В сетях с изолированной нейтралью и с нейтралью заземленной через большие сопротивления (дугогасящие катушки), ток однофазного к.з. на землю соизмерим с током нагрузки и может протекать сравнительно длительное время без нарушения питания потребителя.

Для защиты при однофазном к.з. применяется специальный трансформатор земляной обмоткой, в окно которого проходит трехфазный кабель.

Схема защиты от однофазного замыкания на землю в сетях с изолированной нейтралью приведена на рисунке 37.

При симметричных трехфазных токах, протекаемых по жилам кабеля, магнитный поток в сердечнике трансформатора отсутствует. Нарушение симметрии токов в кабеле сопровождается возникновением магнитного потока в сердечнике и ЭДС на вторичной обмотке трансформатора.

2.3.4 Максимальная токовая направленная защита

Максимальная токовая направленная защита применяется в тех случаях, когда токи к.з. протекают с двух сторон и необходимо обеспечить отключение лишь поврежденного участка (рисунок 38).

Нетрудно доказать, что максимальная токовая защита в этом случае непригодна. Представим, что к.з. произошло в точке K_1 . Селективность может быть обеспечена лишь при условии, что выдержка времени $t_4 < t_5$. Однако при к.з. в точке K_2 для селективности требуется, чтобы $t_4 > t_5$.

Это противоречивое требование может быть удовлетворено лишь в том случае, если в устройстве защит к органам тока и времени будет добавлен орган направления энергии. Для этой цели применяют реле мощности ИМБ-171. Это позволяет осуществить выдержки времени по встречно ступенчатому принципу. Короткое замыкание в точках K_1 , K_2 , K_3 сопровождается селективным отключением поврежденного участка без нарушения питания подстанции ТП1 и ТП2.

Трехфазная защита осуществляется в сетях с неизолированной нейтралью, когда требуется защита от однофазных к.з.

Упрощенная схема максимальной направленной защиты на оперативном постоянном токе для одной фазы приведена на рисунке 39.

Если при к.з. мощность направлена от шин в линию, то реле мощности M срабатывает и замыкает свои контакты. При достижении определенного тока срабатывает токовое реле T и, замыкая свой контакт, создает цепь тока через обмотку реле времени B . Через установленную выдержку времени контакты реле времени замыкаются и подают импульсы на отключающую катушку ОК привода выключателя. При этом срабатывает указательное реле $У$.

Если же при к.з. мощность направлена из линии к шинам, то контакт реле мощности будет разомкнут и выключатель не отключится.

В некоторых случаях от шин в линию может быть направлена не только мощность к.з., но и мощность нагрузочного режима. Тогда токовое реле отстраивается от максимальной нагрузки увеличением установки тока.

Поскольку направленная защита не действует при к.з. на шинах тяговой подстанции, она обычно всегда дополняется максимальной токовой защитой.

Одним из существенных недостатков максимальной направленной защиты является *мертвая зона*. Это объясняется тем, что при трехфазном замыкании вблизи установки защиты напряжение на шинах понижается и значит снижается вращающий момент на роторе реле мощности. Длина мертвой зоны не должна превышать 10% от длины линии (рисунок 40).

$$l_{max} = \frac{l}{L} 100\% \text{ (Например, при длине линии 5 км, } l=33 \text{ м).}$$

2.3.5 Дифференциальная защита

Как было видно максимальная токовая и максимальная направленная защиты для обеспечения селективности работают с выдержкой времени. Поэтому для мгновенного отключения поврежденного участка часто применяют дифференциальные защиты, которые подразделяют на продольные и поперечные.

Действие продольных защит основано на сравнении величины и фазы токов в начале и конце линии.

Поперечные дифференциальные защиты применяются на параллельных линиях с одинаковыми их сопротивлениями и работают на принципе сравнения величины и фазы токов, протекающих по обоим параллельным линиям.

2.3.6 Продольные дифференциальные защиты

Продольные дифференциальные защиты выполняются в двух принципиально отличных вариантах с циркулирующими токами и с уравновешенными напряжениями.

Продольная дифференциальная защита с циркулирующими токами применяется в основном для защиты коротких линий и установок длиной до нескольких сотен метров. Для длинных линий (110 и 35 кВ). Эта защита применяется со специальным реле РДЛ (реле длинных линий) и соединительными контрольными проводами нормального сечения.

Схема с уравновешенными напряжениями менее удобна, чем схема с циркулирующими токами, поэтому она не получила широкого распространения.

На рисунке 41 показана схема продольной дифференциальной защиты с циркулирующими токами для защиты генератора. В схеме применяются трансформаторы тока с одинаковым коэффициентом трансформации, поэтому при внешнем к.з. (точка K_2) в токовом реле будет циркулировать разность токов. Ввиду неравенства погрешностей трансформаторов $ТТ_1$ и $ТТ_2$ эта разность тока может быть больше нуля, она носит название **т о к а н е б а л а н с а**. Для снижения тока небаланса и повышения чувствительности в дифференциальных защитах применяют специальные трансформаторы тока, в обозначении типа которых включена буква «Д», например, ТПФМД-10. У таких трансформаторов тока обеспечивается совпадение характеристик и способность стали сердечника не насыщаться при широких пределах изменения сквозного тока к.з.

При внутренних к.з. в обмотках статора генератора (точка K_1) ток пройдет только через трансформатор тока $ТТ_1$, в результате токовое реле сработает и отключит генератор.

Чтобы дифференциальная защита трансформаторов имела меньший ток небаланса, коэффициенты трансформации трансформаторов тока $ТТ_1$ и $ТТ_2$ установленных на стороне высшего и низшего напряжений, должны иметь равные вторичные токи.

В дифференциальных защитах трансформаторов (рисунок 42) важную роль играет схема соединения обмоток на высшей и низшей сторонах. Если схемы соединения обмотки силового трансформатора одинаковы, то и схемы вторичных обмоток трансформатора тока должны быть одинаковы. Если же высшая обмотка, например, будет соединена в звезду, а низшая в треугольник, то при одинаковом соединении вторичных обмоток трансформатора тока токи, протекаемые в реле, будут сдвинуты по фазе на 30 эл. градусов. Для компенсации сдвига по фазе вторичные обмотки трансформаторов тока на стороне обмоток силового трансформатора, соединенных в звезду, собираются в треугольник, а при соединении в треугольник силового треугольника – в звезду.

В схемах дифференциальной защиты шин (рисунок 43) комплекты трансформаторов тока устанавливаются на всех подходящих и отходящих линиях. При этом коэффициенты трансформации всех трансформаторов тока должны быть одинаковыми вне зависимости от рабочих токов линий.

2.4. Защитное заземление

Заземляющие устройства на подстанциях подразделяются на рабочее и защитное заземление.

Рабочее заземление служит для защиты оборудования подстанций в нормальных и аварийных режимах и выполняется в виде непосредственного заземления либо через пробивные предохранители и разрядники. Кроме того к рабочему заземлению можно отнести также заземление технологического характера, например, соединение отрицательных шин тяговых подстанций с трамвайными рельсами.

Защитное заземление предназначено для защиты обслуживающего персонала от появления опасного напряжения на частях оборудования, нормально не находящегося под напряжением.

Согласно ПУЭ заземлению подлежат все металлические корпуса электрооборудования, металлические конструкции, на которых устанавливается оборудование, металлические сплошные и сетчатые ограждения, трубы электропроводок, металлические оболочки кабелей.

Поражение электрическим током может наступить в результате прохождения тока через тело человека либо воздействия электрической дуги в виде ожога и ослепления.

Постоянный ток на организм действует слабее, чем переменный ток промышленной частоты. С повышением частоты переменного тока вредное действие его на организм уменьшается.

При замыкании токоведущей части оборудования на землю и если оборудование заземлено одним заземлителем, то вид потенциала в зависимости от расстояния от заземлителя показан на рисунке 44. Характер распределения напряжения прикосновения и напряжение шага при контурном заземлении показан на рисунке 45.

Сопротивление, которое оказывает земля току, называется *сопротивлением растеканию*.

Сопротивление растеканию единичного заземлителя определяется зоной земли радиусом около 20 м.

В практике сопротивление растекания относят не к земле, а к заземлителю, и называют эту величину *сопротивлением заземлителя* или *сопротивлением заземляющего устройства*

$$R_3 = \frac{U_3}{I_3},$$

где U_3 – разность потенциалов между заземляющим устройством и землей на расстоянии более 20 м от заземлителя;

I_3 – ток, протекающий через заземлитель.

В соответствии с ПУЭ сопротивление заземляющего устройства определяется следующим образом:

а) установки напряжением выше 1000 В с большими токами короткого замыкания на землю (нейтраль заземлена) должны иметь сопротивление заземляющего устройства

$$R_3 \leq 0,5 \text{ Ом};$$

б) установки напряжением выше 1000 В с малыми токами замыкания на землю (нейтраль изолирована), должны иметь сопротивление не превышающее 10 Ом.

Однако требуется соблюдение еще одного условия:

1) если заземляющее устройство одновременно используется для электроустановок напряжением до 1000 В, то

$$R_3 \leq \frac{125}{I} \text{ Ом},$$

где I – ток замыкания на землю;

2) если заземляющее устройство используется только для электроустановок напряжением выше 1000 В, то

$$R_3 \leq \frac{250}{I} \text{ Ом};$$

в) установки до 1000 В могут быть с глухим заземлением нейтрали и с изолированной нейтралью. В обоих случаях сопротивление должно быть не более 4 Ом, однако если мощность трансформаторов электроустановки не превышает 100 кВА, сопротивление заземляющего устройства может быть до 10 Ом.

Для заземления электроустановок с различным напряжением применяется одно общее заземляющее устройство с наименьшим сопротивлением.

Для тяговых подстанций расчет заземления следует производить по пунктам 2а и 3, при этом учитывается также требование о максимально возможном сопротивлении искусственных заземляющих устройств.

Удельное сопротивление грунта. Сопротивление заземляющих устройств зависит прежде всего от физических свойств грунта, которые характеризуются его удельным сопротивлением

$$\rho = \frac{Rq}{l} \text{ Ом} \cdot \text{см}^2 / \text{см} \text{ или } \text{Ом} \cdot \text{см}.$$

Удельное сопротивление грунта зависит от содержания в нем влаги и солей, а также от его температуры. Температура и влажность грунта особенно сильно сказывается в его верхних слоях. Поэтому сопротивление заземлителей полос и кабелей сильно возрастает при промерзании грунта в зимнее время и при его чрезмерном высыхании в засушливое лето.

С целью получения надежных расчетных величин рекомендуется производить измерение сопротивления грунта в теплое время года (май-октябрь), а для учета зимних условий и высыхания почвы летом вводить соответствующие коэффициенты согласно таблицы 10.

Т а б л и ц а 10 – Коэффициенты пересчета измеренного удельного сопротивления грунта

Заземлители	Глубина заложения, м	κ_1	κ_2	κ_3
Поверхностные	0,5	6, 5	5, 0	4, 5
Поверхностные	0,8	3,0	2,0	1, 6
Стержневые (трубы, уголки)	Верхний конец на глубине 0,8 м от поверхности	2,0	1,5	1, 4

Коэффициент κ_1 применяется в том случае, если измерение производилось в таких условиях, когда сопротивление соответствует минимальному значению; κ_2 – средним условиям и κ_3 – условиям измерений при сухом грунте.

Для заземлителей, лежащих ниже глубины промерзания, или при измерении сопротивления заземлителя, произведенном в условиях промерзания грунта, введение коэффициентов пересчета не требуется.

Если действительное сопротивление грунта неизвестно, то пользуются приближенными значениями удельного сопротивления (таблица 11).

Т а б л и ц а 11 – Приближенные значения удельного сопротивления грунта

Наименование грунта	Рекомендуемое значение ρ для предварительных расчетов, Ом·см
Песок	$7,0 \cdot 10^4$
Супесь	$3,0 \cdot 10^4$
Суглинок	$1,0 \cdot 10^4$
Глина	$0,4 \cdot 10^4$
Садовая земля	$0,4 \cdot 10^4$
Чернозем	$2,0 \cdot 10^4$
Торф	$0,2 \cdot 10^4$
Речная вода	$1,0 \cdot 10^4$

В расчетах к приближенным значениям удельного сопротивления грунта, найденных по предыдущей таблице, надо ввести сезонный поправочный коэффициент K_c в зависимости от климатических зон (таблица 12).

Т а б л и ц а 12 – Значения сезонного коэффициента K_c

Климатическая зона	Признаки климатических зон		Коэффициент, K_c	
	Средняя многолетняя температура, °С		При вертикальных заземлителях	При горизонтальных заземлителях и глубине 0,8 м
	Низшая (январь)	Высшая (июль)		
I	От -20 до -15	От +16 до +18	2,0	7,0
II	От -15 до -10	От +18 до +22	1,8	4,5
III	От -10 до 0	От +22 до +24	1,6	2,5
IV	От 0 до +5	От +24 до +26	1,4	2,0

Если удельное сопротивление земли в наиболее неблагоприятное время года превышает $2 \cdot 10^4$ Ом·см, то согласно ПУЭ должны быть установлены глубинные заземлители или применена искусственная обработка земли с целью снижения удельного сопротивления земли.

2.4.1 Виды заземлителей

2.4.1.1 Естественные заземлители

В целях экономии металлов и удешевления строительства разрешается применение естественных заземлителей (в установках до 1000 В).

В установках свыше 1000 В с большими токами замыкания на землю (более 500 А) рекомендуется применение искусственных заземлителей с сопротивлением не более 1 Ом.

Одним из естественных заземлителей являются свинцовые оболочки кабелей прокладываемых в земле.

Сопротивление растеканию свинцовых оболочек кабелей приведено в таблице 13.

Т а б л и ц а 13 – Сопротивление растеканию тока свинцовых оболочек кабелей при $\rho = 1 \cdot 10^4$ Ом·см

Длина подземного участка кабеля, м	Сопротивление растеканию тока, Ом	
	При сечении одиночного кабеля, мм ²	
	50-95	120 и более
50	1,6	1,2
100	1,5	1,1
200	1,4	1,0
500	1,1	0,8
1000	0,9	0,7

Данные таблицы необходимо пересчитать пропорционально ρ и умножить на соответствующий коэффициент K_c .

При прокладке нескольких кабелей

$$R_{каб} = \frac{R_{о.каб}}{\sqrt{n}},$$

где n – число кабелей в одной траншее;

$R_{о.каб}$ – сопротивление растеканию одиночного кабеля.

Сопротивление растеканию тока водопровода R_b , выполняемого из стальных труб в зависимости от его длины приведено в таблице 14.

Т а б л и ц а 14 – Сопротивление растеканию тока водопровода R_b , выполненного из стальных труб в зависимости от его длины

Длина подземного участка трубопровода, м	Сопротивление растеканию тока, Ом			
	При диаметре трубы, "			
	1,5	2,5	4	6
100	0,47	0,35	0,28	0,23
500	0,37	0,29	0,24	0,19
1000	0,30	0,25	0,20	0,17
2000	0,26	0,20	0,17	0,15

Т.к. глубина заложения водопроводных труб ниже зоны промерзания, введения коэффициента сезонности не требуется.

Результирующее сопротивление естественных заземлителей в виде кабелей и водопроводных труб рассчитывают по формуле

$$\frac{1}{R_c} = \frac{1}{R_{каб}} + \frac{1}{R_e}.$$

2.4.1.2 Искусственные заземлители

На тяговых подстанциях обязательно устраивается искусственное заземление независимо от величины сопротивления естественных заземлителей. При этом величина сопротивления искусственных заземляющих устройств не должна быть более 1 Ом.

Сопротивление одиночного вертикального заземлителя, выполненного из стальной трубы или круглого стержня, определяется из уравнения

$$R_{о.в.з.} = \frac{0,366}{l} \rho \left(\lg \frac{2l}{d} + \frac{1}{2} \lg \frac{4t+l}{4t-l} \right) \text{ Ом},$$

где l – длина трубы или стержня, см;

d – наружный диаметр трубы или стержня, см;

t – глубина заложения, соответствующая расстоянию от поверхности земли до середины заземлителя.

Стержневой заземлитель, состоящий из трубы диаметром 2" и длиной 2,5 м имеет сопротивление растеканию по вышеприведенной формуле

$$R_{овз} = 0,0035 \rho \text{ Ом}.$$

При использовании вместо трубы уголка в формулу для $R_{овз}$ подставляют вместо $d = 0,95 б$, где $б$ – ширина полки уголка. Так у заземлителя из уголка 50x50 $R_{овз} = 0,00315 \rho$. 1" = 25,4 мм.

Прутковые заземлители обычно выполняются из стального прутка диаметром 12 мм и длиной 5 м. Такие прутки загоняют в землю при помощи вибрации. Сопротивление растеканию такого пруткового заземлителя $R_{пр}=0,0022 \rho$. Для таких заземлителей коэффициент сезонности $K_c = 1,3$.

В искусственных заземляющих устройствах применяют обычно несколько заземлителей, располагаемых по контуру вокруг здания подстанции. Т.к. заземлители располагаются сравнительно близко друг к другу, то надо учитывать коэффициент экранирования $\eta_э$. На рисунке 46 приведены значения коэффициента экранирования $\eta_э$ в зависимости от числа заземлителей n . 1, 2, 3 на рисунке – это отношение расстояния между заземлителями к их длине

$$R_{эз}^1 = \frac{R_{оэз}}{\eta}$$

2.4.2 Расчет заземляющих устройств

Расчет заземляющих устройств производится в следующем порядке:

а) определяют необходимое сопротивление растеканию заземляющего устройства. Сопротивление искусственного заземляющего устройства не должно быть более 1 Ом (для тяговых подстанций);

б) определяют сопротивление растеканию естественных заземлителей. Если ρ грунта не дано, то принимают $\rho = 1 \cdot 10^4$ Ом·см. Если от ТП отходят несколько кабелей и водопроводных труб, то находят общее сопротивление нескольких параллельных кабелей, а потом общее сопротивление кабелей и водопроводной трубы

$$R_e = \frac{R_{каб} \cdot R_{в.т.}}{R_{каб} + R_{в.т.}}$$

в) выбирают стержневой или прутковый тип вертикального заземлителя и определяют его сопротивление. К найденному сопротивлению одиночного заземлителя вводят поправку на сезонность и экранирование

$$R_{о.э}^1 = \frac{R_{о.э}}{\eta_э} K_c$$

Для средней полосы принимают зону II и $K_c = 1,3$. Предварительно $\eta_э$ берут = 0,61, а затем уточняют при повторном расчете;

г) определяют число вертикальных заземлителей

$$n = \frac{R_{о.э.}}{R_{и}}$$

где $R_{и}$ – сопротивление искусственных заземлителей;

д) сопротивление растеканию полосовых заземлителей для средней полосы можно пренебречь, т.к. оно с учетом коэффициента $K_c = 7$ и $\eta_0 = 0,3$ сравнительно велико;

е) полное сопротивление растекания заземляющих устройств

$$R_y = \frac{R_c \cdot R_u}{R_e + R_u};$$

ж) согласно ПУЭ плоские заземляющие проводники должны иметь сечение не менее 24 мм^2 , а круглые – диаметр не менее 5 мм. При этом сечение проводников должно быть таким, чтобы температура надземных проводников не превышала 150°C , а подземных – 100°C .

2.4.3 Защита от замыкания на землю

в распределительном устройстве постоянного тока

Различают три типа тяговых подстанций:

а) подстанции трамвайные и трамвайно-троллейбусные, на которых отрицательная шина соединяется через отсасывающие кабели с рельсами;

б) подстанции троллейбусные, когда отрицательная шина соединяется с заземляющим контуром через сопротивление порядка 5-10 Ом;

в) подстанции троллейбусные, работающие в городе совместно с трамвайными подстанциями, когда отрицательная шина троллейбусных подстанций соединяется с отрицательной шиной трамвайной подстанцией через отрицательный контактный провод и соответствующие отсасывающие кабели.

В зависимости от характера замыкания на землю и переходного сопротивления дуги величина тока к.з. может составить от нескольких сот до несколько тысяч ампер. При малых токах к.з. максимальная защита агрегатов не срабатывает.

Защита от замыкания на землю в распределительных устройствах (РУ) постоянного тока осуществляется заземлением металлических конструкций, на которых установлены аппараты.

Обычно на тяговых подстанциях сооружают общее заземляющее устройство, а в здании подстанции делают две самостоятельные заземляющие магистрали (рисунок 47).

Подстанционная заземляющая магистраль подключается к общему заземляющему устройству через два магнитопровода токовых реле. При срабатывании этих реле их контакты отключают все выключатели питающих линий 600 В и все выключатели агрегатов на стороне 6-10 кВ.

Для проверки термической прочности заземляющих проводов необходимо определить максимально возможный ток к.з. $I_{к.мах}$ для сезона с наименьшим переходным сопротивлением. Для выбора же тока уставки защитного реле необходимо знать минимальный ток к.з. $I_{к.мин}$ для сезона с наибольшим переходным сопротивлением.

При к.з. в РУ = тока

$$I_k = \frac{AU_d}{R_{рез}}$$

где U_d – номинальное выпрямленное напряжение на шинах;

A – коэффициент, учитывающий падение напряжения в электрической дуге в месте к.з. и внешнюю характеристику преобразовательного агрегата, принимают $A = 0,5$;

$R_{рез}$ – результирующее сопротивление цепи короткого замыкания.

$$I_{к.мах} = \frac{AU_d}{R_{у.мин} + \frac{R_p}{l}}; \quad I_{к.мин} = \frac{AU_d}{R_{у.мах} + \frac{R_p K}{l}}$$

где $R_{у.мин}$ – общее переходное сопротивление всех заземлителей подстанции в сезоне наибольшей проводимости;

$R_{у.мах}$ – то же в сезоне наименьшей проводимости;

R_p – переходное сопротивление рельс-земля, (можно принять при хорошей проводимости $R_p = 0,5$ Ом·км;

l – длина рельсовой сети по оси пути, км;

K – коэффициент повышения сопротивления поверхностного заземлителя в сезон наименьшей проводимости, $K = 12$.

На тяговых подстанциях, питающих в городе только троллейбусную сеть, желательно соединять отрицательную шину с заземляющим контуром через дополнительное сопротивление $R_{доп} = 5-10$ Ом. Поэтому ток замыкания на землю определится как

$$I_k = \frac{AU_d}{R_{доп}}$$

В этом случае ток к.з. не большой. Токовое реле в этом случае соединяется последовательно с $R_{доп}$.

2.4.4 Конструктивное выполнение заземляющих устройств

Внутренняя сеть заземления на подстанциях выполняется из полосовой или круглой стали. Магистралы заземления прокладываются в каждом этаже подстанции и связываются между собой несколькими стояками.

В соответствии с ПУЭ плоские заземляющие проводники должны иметь сечение не менее 24 мм^2 , а круглые – диаметр не менее 5 мм.

В установках выше 1000 В с малыми токами к.з. сечения заземляющих проводников должно быть таким чтобы их температура при пропускании тока к.з. не превышала 150°C для надземной прокладки и 100°C – для подземной.

Присоединение заземляющих проводников к заземлителям должно быть только на сварке, а к корпусам аппаратов на болтах.

Во всех местах ответвлений и присоединений заземляющих проводников наносятся две полосы черного цвета на расстоянии 150 мм друг от друга.

2.5 Основное оборудование тяговых подстанций

2.5.1 Трансформаторы

Трансформаторы классифицируются:

- по числу фаз – *одно и трехобмоточные*;
- по числу обмоток на стержне – *двух и трехобмоточные*;
- по способу охлаждения – *масляные (М), воздушные (сухие)(С) и газовые*.

Масляные в свою очередь делятся на:

- трансформаторы с естественным масляным охлаждением (М);
- масляные с воздушным дутьем (Д);
- с принудительной циркуляцией масла через водяной охладитель (Ц);
- с принудительной циркуляцией масла через охладители, обдуваемые вентилятором (ДЦ).

Трансформаторы могут быть *повысительными* и *понижительными*. В повысительных трансформаторах первичная обмотка является обмоткой низшего напряжения (НН), а вторичные обмотки – обмотками высшего напряжения (ВН).

Обмотки высшего напряжения обозначаются заглавными буквами А, В, С и Х, Y, Z обмотки низшего напряжения – теми же буквами а, в, с и х, у, z.

Параллельно могут включаться в работу только такие трансформаторы, которые имеют одинаковое напряжение и одинаковую группу соединений.

Все температурные расширения масла воспринимаются расширителем. Т.к. бачек расширителя имеет меньшую поверхность соприкосновения с воздухом, то масло на поверхности бачка меньше окисляется.

В трубопровод между расширителем и баком вмонтирован корпус газового реле с двумя поплавками с ртутными контактами.

Допустимая температура нагрева масла трансформатора – 95°C , т.к. перепад температур между железом трансформатора и маслом достигает 10°C , а допустимая температура нагрева изоляции класса А составляет 105°C .

Если трансформатор составляет единый агрегат с выпрямителем, то ограничение перегрузки считается по выпрямителю.

2.5.2 Силовые аппараты распределительного устройства постоянного тока

2.5.2.1 Разъединители

Разъединители предназначены для снятия напряжения с аппаратов и машин на период их осмотра и ремонта. В разъединителях отсутствует система дугогашения, поэтому размыкать контакты разъединителей можно только в обесточенном состоянии. Разъединители необходимо устанавливать так, чтобы в отключенном положении разъединителя был хорошо виден воз-

душный промежуток между неподвижным контактом и подвижными ножами.

Разъединители выпускаются на токи 200-5000 А и на напряжения 3-220 кВ. По месту установки разъединители подразделяются на разъединители для *внутренних* и *открытых* установок. По конструкции ножей разъединители выполняются с *рубящими ножами*, с *рубящими* и одновременно *вращающимися* и с *поворотными* ножами.

Разъединители с рубящими ножами выпускаются для внутренних установок до 35 кВ. Рубящие ножи с одновременным поворотом вокруг оси самого ножа применяются в разъединителях открытых установок. Такая кинематика ножа помогает сбивать лед во время гололеда. Разъединители с поворотными ножами применяются для напряжений 35 кВ и выше в открытых установках.

Управление разъединителями производится с помощью приводов – *ручных* или *электродвигательных*. Ручные приводы бывают *рычажными* и *червячными*. Наибольшее применение получим рычажные приводы, которые применяются для разъединителей на токи до 3000 А. Электроприводы чаще всего применяются в случаях, когда требуется дистанционное управление разъединителями.

2.5.2.2 Короткозамыкатель

Короткозамыкатели в цепях выпрямителя предназначены для защиты вентелей от тока к.з. При нарастании тока к.з. в цепях выпрямителя до опасной величины подается импульс от специального датчика на срабатывание короткозамыкателя, который срабатывает и закорачивает три фазы вторичной обмотки трансформатора (рисунок 48). Окончательное отключение тока к.з. производится высоковольтным выключателем в цепи первичной обмотки трансформатора.

Короткозамыкатель КЭ-1 имеет время срабатывания 1,3-1,6 мс. Но при срабатывании короткозамыкателя это вредно сказывается (ударный ток к.з.) на состоянии трансформатора.

По проводам от трансформатора к ВУ в нормальном режиме протекают токи лишь в одном направлении. При пробе вентелей по этим проводам протекают токи как в одном, так и другом направлении. Это явление и используется в анодных выключателях, которые являются поляризованными и реагируют только на обратные токи. Но анодные быстродействующие выключатели (шестиполюсные) достаточно громоздки и дороги, поэтому в преобразователях средней мощности не используются.

2.5.2.3 Быстродействующие выключатели постоянного тока

Выключатели РУ постоянного тока классифицируются: по направленности действия – *поляризованные* и *неполяризованные*; по конструкции главных контактов – с *закрывающимися* и *размыкающимися* контак-

тами; по скорости действия – *быстродействующие* и *небыстродействующие*; по месту установки – *линейные*, *катодные* и *анодные*.

Линейные выключатели употребляются для защиты питающих линий, они могут быть неполяризованными.

Катодные и *анодные* выключатели применяются для защиты выпрямителей от обратных токов при коротком замыкании в выпрямителе. Эти выключатели должны быть обязательно быстродействующими и поляризованными.

В цепях постоянного тока ток к.з. непрерывно возрастает стремясь к установившемуся значению. Поэтому быстродействующие выключатели являются токоограничивающими и размыкают меньший ток к.з., чем небыстродействующие.

На рисунке 49 представлены осциллограммы тока и напряжения при отключении короткого замыкания:

i' - ток быстродействующего выключателя;

i'' - ток небыстродействующего выключателя.

Время t_0 зависит от тока уставки $I_{уст}$ и параметров электрической цепи (R, L, C). Это время одинаково для всех видов выключателей.

Время t'_1 – собственное время отключения выключателя – характеризует скорость работы выключателя. Оно протекает от момента достижения током величины $I_{уст}$ до начала расхождения главных контактов выключателя. Это время в основном и отличает быстродействующие выключатели от небыстродействующих, т.к. у первых оно измеряется тысячными, а у вторых десятными долями сушенды.

Время токоограничения характеризуется отрезком t'_2 . Это время отсчитывается от момента расхождения контактов до момента достижения максимального тока в цепи

Наконец, время гашения дуги характеризуется отрезком t'_3 . Оно зависит от применяемых средств дугогашения и, чтобы устранить перенапряжения, не должно быть слишком малым.

Как видно из рисунка 49 на полное время отключения (t'_1 и t''_1), в основном влияет собственное время отключения (t'_1 и t''_1), которое зависит от механизма отключения выключателя.

Выключатели небыстродействующие, как правило, имеют удерживающую защелку, воздействие на которую требует значительного времени.

В быстродействующем выключателе сокращение собственного времени отключения достигается тем, что отключение происходит от изменения магнитных потоков в ярме.

Время токоограничения t_2 зависит от устройства магнитного дутья, а время горения дуги – от способа ее деионизации, т.е. конструкции камеры дугогашения.

Поскольку интенсивность магнитного дутья пропорциональна квадрату тока, то большие токи отключаются хорошо, а малые токи выключатель гасит хуже.

Вторым важным фактором в работе выключателя является перенапряжение при отключении коротких замыканий. Это перенапряжение зависит от скорости спада тока (d_i/d_t), от величины отключаемого тока и от наличия индуктивности в цепи отключаемого тока.

При отключении к.з. в линии перенапряжения возникают между концами вторичных обмоток трансформатора и в индуктивности линии (кабели и контактная сеть). Перенапряжения между размыкающими контактами выключателя будут суммироваться

На рисунке 50 представлена упрощенная схема электромагнитного механизма быстродействующего аппарата АБ-2/4, а на рисунке 51 принципиальная схема управления выключателем.

Для включения быстродействующего выключателя включают на напряжение постоянного тока 110 В держащую катушку 2 и нажатием кнопки SB1 включают включающую катушку. Суммарный магнитный поток в среднем сердечнике магнитопровода поворачивает якорь против часовой стрелки и включает контакты 7 выключателя. Магнитный поток, создаваемый током контактной сети, проходящим через катушку главного тока, в среднем сердечнике магнитопровода направлен навстречу магнитному потоку держащей катушки.

При коротком замыкании или перегрузке в контактной сети ток через катушку 4 увеличивается, а результирующий поток в среднем сердечнике уменьшается и под действием пружины 8 якорь 6 поворачивается по часовой стрелке и контакты выключателя 7 размыкаются.

Для оперативного выключения быстродействующего выключателя нажатием кнопки SB2 (рисунок 51) снимают питание с держащей катушки и прижмуна 8 отключает контакты 7 выключателя.

Как видно из рисунка 51 при нажатии кнопки SB1 подается напряжение на катушку электромагнитного контактора KM1 и катушку реле блокировки KM2. Замыкается контакт KM1 и включается под напряжение включающая катушка выключателя KM4. После включения быстродействующего выключателя включается его блокировочный контакт QF1.1. шунтируя катушку контактора KM1, отключается контакт KM1 снимая напряжение с включающей катушки выключателя. Блокировочный контакт QF1.2. выключателя включает на табло зеленую сигнальную лампу HL1, сигнализирующую персоналу о включении выключателя. При отключении выключателя блокировочный контакт QF1.2. отключается (зеленая лампа HL1 гаснет), а контакт QF1.3. замыкается. Это приводит к загоранию красной лампы HL2, что сигнализирует о выключении быстродействующего выключателя.

Выключатель АБ-2/4 (рисунок 50) рассчитан на напряжение 4000 В при $I_H=2000$ А. Отличается системой дугогашения с применением лабиринтно-щелевой камерой.

Выключатель ВАБ-43 – отличается от ВАБ-2 тем, что вместо удерживающей катушки стоит постоянный магнит (600 и 2000 А).

Правильная защита питающих линий должна быть построена так, чтобы выключатель не слишком часто отключался от тяговой нагрузки, надежно защищал контактные провода от отжига и отключался бы от всех токов к.з.

Рекомендуется такая формула для определения токов уставки быстродействующего выключателя

$$I_y = 2I_{cp} + A,$$

где I_{cp} – средний расчетный ток на участке, А;

A – постоянная (для троллейбусов $A = 700$, для одиночного трамвая $A=1000$, для двухвагонного поезда $A=2000$).

Однако если увеличить ток уставки, чтобы не отключать линию при кратковременных рабочих перегрузках, то такой БВ не отключит к.з. в конце участка контактной сети. Наоборот, если снизить ток уставки БВ, то будут часты «ложные» срабатывания быстродействующего выключателя.

Для устранения этого предложено отключающий механизм выключателя использовать для отключения опасных нагрузок (т.е. I_y заведомо завышен), а для отключения малых токов к.з. создается специальное устройство, реагирующее только на к.з. в линии.

Способы защиты от малых токов к.з. могут быть разными. Это импульсные (применяются импульсные трансформаторы работающих на принципе сравнения скорости нарастания тока при к.з. и нормальных режимов), токовременная защита (например стоит реле тока и времени и дают например выдержку времени на отключение защиты если ток 2400 А длится 60 с или ток 3200 А длится 20 с) и др.

2.5.3 Преобразовательные агрегаты тяговых подстанций

Преобразовательный агрегат предназначен для снижения напряжения питающей линии и выпрямления переменного тока в выпрямленный. В качестве выпрямителей применяются сегодня полупроводниковые кремниевые вентили (рисунок 52).

Из-за большой мощности выпрямительной установки кремниевые вентили соединяются последовательно-параллельно. Для равномерного распределения тока между вентилями при их параллельном соединении важное значение имеет падение напряжения в каждом из вентилях при прямом токе. Поэтому в зависимости от величины падения напряжения при прямом токе кремниевые вентили делятся на группы:

А – 0,41-0,5 В;

Б – 0,51-0,6 В;

В – 0,61-0,7 В.

Падение напряжения у каждого из параллельно-включенных вентилях не должно отличаться друг от друга больше, чем на $\pm 0,02$ В.

При последовательном включении нескольких вентилях большое значение имеет класс вентиля. Класс характеризует номинальное обратное напряжение вентиля. Цифра, указывающая класс вентиля, умноженная на 100 дает величину обратного напряжения вентиля.

Чем выше номинальный ток вентиля, тем меньше вентилях соединяют параллельно и чем выше класс вентилях, тем меньшее число вентилях соединяют последовательно.

На старых тяговых подстанциях применялись стержневые вентиля ВК или ВЛ. Например, ВЛ 200/7 означает вентиль лавинный на номинальный ток двести ампер и обратное напряжение 700 В.

В последнее время стали применять таблеточные вентиля на номинальный ток 300-800 А. Выпрямительные установки, собранные на таких вентилях не нуждаются в воздушном охлаждении.

2.5.3.1 Параллельное соединение вентилях

Для выравнивания токов в параллельных ветвях вентилях могут применяться следующие способы:

а) подбор вентилях по прямым характеристикам (рисунок 53). Этот метод наиболее прост, но неудобен тем, что в случае замены вентиля резервный вентиль должен обладать точно такой же характеристикой;

б) включением последовательно с каждым вентилем балластного сопротивления R (рисунок 54). Этот способ увеличивает наклон прямых характеристик 1 и 2 и уменьшает разность токов параллельных ветвей. Недостаток этого способа – дополнительные потери в балластном сопротивлении, что снижает КПД установки;

в) естественное распределение токов в цепях вентилях при смешанном их соединении (последовательно-параллельном). Этот способ, аналогично предыдущему, увеличивает наклон прямых характеристик, но выгодно отличается от него тем, что не имеет непроизводительных потерь.

Недостаток этого способа – в режиме короткого замыкания прямые характеристики вентилях могут отличаться более резко, чем в области рабочих токов, и таким образом отдельные ветви могут быть перегружены;

г) применение электромагнитных делителей тока (рисунок 55). Этот метод наиболее совершенен.

Делитель состоит из стального сердечника с двумя одинаковыми обмотками, имеющими средний вывод.

При неравенстве тока в цепи вентилях (например $I_1 > I_2$) в сердечнике создается магнитный поток, который в обмотке с большим током создает дополнительное падение напряжения, в обмотке с меньшим током наводит ЭДС, повышающую напряжение в цепи вентиля. Это приводит к автоматическому повышению тока в цепи недогруженного вентиля и к снижению тока перегруженного вентиля.

Ввиду крутых характеристик вентиляей для выравнивания токов в их цепях требуются небольшие дополнительные ЭДС, что позволяет применять электромагнитные делители, имеющие по одному витку.

Электромагнитные делители тока применяются в нескольких вариантах:

а) электромагнитные делители с разомкнутой цепочкой. В этих делителях шинки крайних вентиляей проходят только через один сердечник (рисунок 56);

б) электромагнитные делители с замкнутой цепочкой. В этом случае все цепочки вентиляей находятся в одинаковых условиях, что снижает разбаланс токов (рисунок 57);

в) электромагнитные делители с одним задающим вентиляем. Этот делитель еще более снижает разбаланс токов (рисунок 58).

2.5.3.2 Последовательное соединение вентиляей

Последовательное соединение вентиляей необходимо по двум соображениям:

а) выпрямленное напряжение на столько велико, что для обеспечения должной электрической прочности необходимо последовательно соединять несколько вентиляей;

б) по требованию надежности выход из строя любого вентиля не должен приводить к аварийному состоянию выпрямителя.

Число последовательно соединенных нелавинных вентиляей

$$n_{\text{посл}} = \frac{U_{\text{обр.макс}}}{U_{\text{в}} k_p} k_{\text{зап}};$$

$$\text{для лавинных вентиляей } n'_{\text{посл}} = \frac{U_{\text{обр.макс}}}{U_{\text{в}}} + 1,$$

где $U_{\text{обр.макс}}$ – максимальное обратное напряжение на вентиляем плече выпрямителя, В;

$U_{\text{в}}$ – рабочее обратное напряжение вентиля, В;

k_p – коэффициент, характеризующий равномерность распределения обратного напряжения между вентиляями, $k_p = 0,85 - 0,95$;

$k_{\text{зап}}$ – коэффициент запаса на возможные перенапряжения, $k_{\text{зап}} = 1,5 - 1,7$.

Обратное напряжение на каждом из последовательно соединенном вентиеле 1, 2, 3 (рисунок 59) будет пропорционально их внутреннему обратному сопротивлению. Поскольку эти сопротивления и обратные ветви вольт-амперных характеристик 1, 2, 3 у вентиляей могут быть различны, то для выравнивания обратных напряжений между вентиляями применяют омический делитель, величина сопротивления которого 5-10 кОм (резисторы R_1 , рисунок 59).

При последовательном соединении вентилях при различных временах восстановления кремния к вентилю с меньшим временем восстановления приложится весь скачок обратного напряжения. Защита вентилях от этого вредного явления осуществляется шунтирующими цепочками $R - C$ (рисунок 60), где конденсатор C воспринимает пик перенапряжения, а сопротивление R является демпфирующим. Обычно $C = 0,25 - 0,5 \text{ мкф}$, $R = 10 - 20 \text{ Ом}$.

Последовательное соединение лавинных вентилях при нормальной промышленной частоте $f = 50 \text{ Гц}$ не требует ни делителей напряжения, ни защитных цепочек $R - C$.

Объясняется это тем, что лавинные вентили кратковременно могут пропускать в обратном направлении значительные токи.

В мощных выпрямительных установках применяют смешанное соединение вентилях в плечах.

При таком соединении обратное напряжение используется для контроля состояния вентилях (рисунок 61).

Повреждение любого из вентилях нарушает потенциальность на контактах контрольного реле P и последнее срабатывает.

2.5.3.3 Защита кремниевых выпрямителей

От коротких замыканий вентили защищают:

- а) быстродействующими предохранителями (при небольшой мощности);
- б) короткозамыкателями в цепях вторичной обмотки трансформатора.

Но при этом трансформатор испытывает большое электродинамическое воздействие;

в) бестоковая защита основана на том, что при помощи быстродействующих разъединителей размыкаются цепи плечей выпрямителей в тот полупериод, когда отсутствует ток к.з.;

г) быстродействующими выключателями типа ВАБ, АБ.

От перегрузки выпрямитель обычно защищается при помощи максимальной токовой релейной защиты.

Для тяговых подстанций выпускаются выпрямительные установки типа ВАК-1000/600 Н (ВАКЛЕ-1000-600 Н) и ВАК-2000/600 Н на номинальные токи 1000 и 2000 А и номинальное напряжение 600 В.

Каждый из агрегатов состоит из силового трансформатора со схемой соединения звезда-две обратные звезды с уравнивающим реактором (нулевая схема), выпрямительных блоков БВК-1000/600 Н или БВК-2000/600 Н и шкафа управления.

Выпрямительные блоки имеют шесть вентиляхных плечей с последовательно-параллельным соединением вентилях. Вентиляхные плечи в блоке БВК-1000 состоят из двух параллельных ветвей с четырьмя последовательно соединенными вентилями. Вентиляхный блок БВК-2000 содержит три параллельных ветвей вентилях. Вентили могут быть лавинные или нелавинные.

При нелавинных вентилях параллельно каждому вентилю устанавливаются защитная цепочка $R - C$ и защита от перенапряжений. Лавинные вентили не требуют этих двух защит. Защита от к.з. выпрямителя осуществляется при помощи ВАБ (линейные выключатели). Защита от перегрузок осуществляется при помощи максимальной токовой защиты контроль состояния вентиля осуществляется с помощью сигнальных реле.

Конструкция выпрямителей блочная. Блок состоит из вентилях, радиаторов и вспомогательной аппаратуры, укрепленных на гетинаксовой панели. Блоки устанавливаются с двух сторон рамы, расположенной внутри шкафа. На выпрямительном шкафу установлен вентилятор для охлаждения вентилях.

2.5.3.4 Схема питания выпрямителей

На тяговых подстанциях городского электротранспорта применяется схема выпрямления звезда-две обратные звезды с уравнительным реактором.

Вторичные обмотки трансформатора в этой схеме представляют две трехфазные звезды, повернутые на 180 электрических градусов. Нулевые выводы этих звезд соединены через уравнительный реактор, средняя точка которого является отрицательным полюсом выпрямленного тока (рисунок 62).

Уравнительный реактор состоит из двух одинаковых катушек, размещенных на стальном сердечнике и намотанных в одном направлении. Выпрямленный ток от среднего вывода протекает по обеим катушкам реактора. Разность этих токов обеспечивает магнитный поток в сердечнике реактора, который в катушках реактора будет наводить ЭДС. При этом если ЭДС левой катушки уменьшает напряжение на вентильном плече четной звезды, то ЭДС в правой катушке повышает напряжение вентильных плеч нечетной звезды, и наоборот.

Благодаря такой работе уравнительного реактора в любой момент времени напряжение двух смежных плечей вентилях (a_1-c_2 ; c_2-b_3 и т.д.) уравнивается и равно полусумме напряжений.

Например, в первую шестую часть периода напряжение плеча вентилях a_1 снижается на величину e , а напряжение плеча вентилях b_2 и c_2 повышается на ту же величину e . В следующую шестую часть периода, наоборот, напряжение четного плеча вентилях c_2 снижается, а напряжение нечетных a_1 и b_3 повышается.

В любой момент времени выпрямленный ток делится между двумя выпрямительными группами поровну, и поэтому через каждый вентиль в среднем проходит в 2 раза меньший ток, чем в трехфазной нулевой схеме. При протекании выпрямленного тока I_d через нагрузку по обоим полуобмоткам разделительного реактора одновременно протекают токи $1/2$. Они направлены встречно, вследствие чего магнитные потоки, создаваемые ими в сердечнике катушки, взаимно компенсируются. Кроме этих токов через разделительный реактор под действием разности мгновенных напряжений обеих вентильных групп проходит переменный ток намагничивания i_k изменяю-

щийся с частотой 150 Гц, и независимый от величины тока нагрузки. В каждый момент времени этот ток складывается или вычитается с выпрямленным током. Значит существует некоторое критическое значение тока нагрузки $I_{кр}$, ниже которого разность между токами $1/2 - i_k$ в отдельные моменты времени достигает нуля и работающие вентили в этот момент гаснут. Дальнейшее снижение нагрузки приводит к тому, что в каждый момент времени работают уже не два, а один вентиль, т.е. схема переходит в режим работы, аналогичный шестифазной звезде. Такой переход сопровождается скачком напряжения. В таких случаях используется специальное балластное сопротивление, которое намагничивает реактор независимо от тока нагрузки.

3 КОНТАКТНАЯ СЕТЬ

3.1 Типы контактной сети

Совокупность линейных токоведущих, изолирующих, поддерживающих и опорных элементов, которые служат для подведения электроэнергии к токоприемникам электроподвижного состава образует **к о н т а к т н у ю с е т ь**.

Т.к. контактная сеть по условиям работы не имеет резерва, то к устройствам контактной сети предъявляются особенно высокие требования по надежности. Устройства контактной сети должны удовлетворять следующим требованиям:

- а) обеспечить бесперебойный токосъем при максимальных скоростях движения в любых атмосферных условиях;
- б) иметь простую конструкцию, обеспечивающую быстрое восстановление сети при повреждениях и наименьшую зону повреждения;
- в) противостоять действию климатических и эксплуатационных факторов;
- г) обеспечивать наименьшие расходы на эксплуатационное обслуживание;
- д) иметь длительные сроки службы;
- е) стоимость устройств контактной сети должна быть возможно меньшей.

Контактная сеть подразделяется на **п р о с т у ю** и **ц е п н у ю**. У **п р о с т о й** контактной сети контактный провод непосредственно крепится на поддерживающих конструкциях (опорах или поперечинах) (рисунок 63). У **ц е п н о й** контактной сети контактный провод подвешивается к специальному несущему тросу при помощи струн, а несущий трос крепится непосредственно к поддерживающим конструкциям (рисунок 64). За счет наличия струн уменьшается расстояние между точками подвешивания контактного провода, уменьшается провисание контактного провода, длина пролета увеличивается, скорость движения электроподвижного состава увеличивает-

ся до 80 км/ч. Длина пролета простой контактной сети не превышает 30-35 м, а скорость 35-45 км/ч.

Ж е с т к о й простой подвеской считается система непосредственного крепления контактного провода к неупругим опорно-поддерживающим конструкциям, лишенная смещаемости точек подвешивания под давлением проходящих под ними токоприемников.

П о л у ж е с т к о й простой подвеской считается система непосредственного крепления контактного провода к относительно упругим поддерживающим конструкциям, обеспечивающим незначительный отжим провода в точке подвешивания токоприемником подвижного состава.

Э л а с т и ч н о й простой подвеской является система подвешивания контактного провода к поддерживающим конструкциям при помощи промежуточных упругих звеньев, отклоняемых из своего статического положения при отжиге провода токоприемником.

Цепная контактная сеть подразделяется на **н е к о м п е н с и р о в а н н у ю** (рисунке 65), **п о л у к о м п е н с и р о в а н н у ю** (рисунок 66) и **к о м п е н с и р о в а н н у ю** (рисунок 67). У некомпенсированной контактной сети несущий трос и контактный провод закреплены на крайних опорах жестко. У полукомплексированной контактной сети несущий трос закреплен на крайних опорах жестко, а контактный провод компенсирован с помощью подвижных грузов. При температурных изменениях длины контактного провода при помощи компенсаторов происходит автоматическое его натяжение, однако из-за разного наклона струн (чем дальше от центра участка контактной сети, тем больше будет наклон струн) высота расположения контактного провода будет изменяться. Этот недостаток отсутствует у компенсированной контактной сети, где и несущий трос и контактный провод компенсированы и при температурных изменениях длины проводов струны перемещаются параллельно самим себе и высота контактного провода по всей длине участка остается неизменной.

Цепная контактная сеть бывает с малым числом струн (1-2 струны в пролете) и с большим числом струн. В зависимости от размещения струн в пролете под опорами подвеска может быть жесткой, эластичной и с рессорными струнами.

В зависимости от расположения контактного провода по отношению к несущему тросу контактная подвеска подразделяется на **в е р т и к а л ь н у ю** (рисунок 68, а), **п о л у к о с у ю** (рисунок 68,б) и **к о с у ю** (рисунок 68,в). Вертикальная контактная сеть наименее устойчива к ветровой нагрузке и потому применяется в районах со слабыми ветрами. Наиболее устойчива к ветровым нагрузкам косая контактная сеть, поэтому она применяется в районах, где господствуют сильные ветры.

В том случае, когда нельзя установить достаточное количество опор (на мостах, на кривых малого радиуса), применяют полигонные подвески. На рисунке 69 изображена полигонная подвеска (в плане) одиночной троллейбусной линии на мосту. Благодаря наличию вспомогательных тросов удается

уменьшить недопустимо большой пролет между опорами L до нормального пролета l .

Для обеспечения надежного токосъема необходимо поддерживать требуемое давление в точке контакта. При уменьшении давления токоприемника на контактный провод растет электрическое сопротивление в контакте, происходит нагрев контактного провода и возрастает вероятность дугообразования между токоприемником и контактным проводом, что способствует увеличению износа контактного провода. В троллейбусных сетях возможен также сход токоприемника с контактного провода, что создает аварийную ситуацию.

В случае повышенного давления токоприемника на контактный провод происходит усиленный механический износ провода. Поэтому давление токоприемника на контактный провод должно изменяться в небольших пределах.

При движении токоприемника по контактному проводу вследствие прогиба провода и эластичности контактной подвески происходит изменение высоты провода. Поэтому конструкция токоприемников выполняется так, чтобы нажатие токоприемника на контактный провод P мало зависело от высоты. Зависимость усилия нажатия токоприемника P от высоты h (статическая характеристика токоприемника) для токоприемников трамвая и троллейбуса приведена на рисунке 70.

При увеличении скорости движения подвижного состава увеличивается ускорение a , значит, возрастает динамическая составляющая нажатия, которая может стать соизмеримой со статическим нажатием. Динамическая составляющая нажатия токоприемника

$$P_a = m_T a,$$

где m_T – приведенная масса токоприемника;

a – ускорение этой массы в вертикальном направлении.

Чтобы уменьшить динамическую составляющую нажатия токоприемника на высоких скоростях движения подвижного состава необходимо до минимума снизить приведенную массу токоприемника, т.е. выполнять токоприемники из современных легких и прочных материалов (дюралюминий, стеклопластик). Для токоприемников, эксплуатирующихся на трамваях $m_T = 25-30$ кг, а на троллейбусах $m_T = 20-25$ кг.

3.2 Конструкция контактной сети

3.2.1 Контактные провода

Основным материалам контактных проводов является твердотянутая медь с содержанием примесей не более 0,1%, из которой изготавливают фасонные контактные провода МФ (медный, фасонный) и фасонные овальные

провода марки МФО (рисунок 71). Контактный провод из бронзы (сплав меди с кадмием или с магнием) маркируются БрФО, а сталеалюминиевые – ПКСА. Цифра, следующая за буквенным обозначением марки контактного провода обозначает сечение провода мм². Характеристики контактных проводов приведены в таблице 15.

Температура медных контактных проводов не должна превышать 100⁰С. Максимальная температура алюминиевых проводов не должна превышать 80⁰С.

3.2.2 Усиливающие провода и питающие линии

Усиливающие провода и питающие линии выполняются из медных проводов марки М или алюминиевых марки А, свитых из отдельных проволок. Алюминий легче меди примерно в три раза, а его электропроводимость меньше меди в 1,65 раза.

3.2.3 Стальные тросы

Стальные тросы используют для продольных несущих тросов цепных подвесок, гибких несущих и фиксирующих поперечин, оттяжек, струн и других элементов контактной сети. Наибольшее применение находят стальные канаты диаметром 6; 7 и 8 мм, свитые из семи оцинкованных проволок.

Т а б л и ц а 15 – Технические характеристики контактных проводов

Марка провода	Площадь сечения, мм ²	Размеры провода, мм		Максимальная провозная длина, кг	Разрушающая нагрузка, кН	Сопротивление 1 км провода, Ом		Е, Н / мм ² х 10 ⁴
		А	Н					
МФ 65	65	10,1 9	9,3	5 7 8	24,7	0, 27 5		1 3
МФ85	85	11,7 6	10,8	7 5 5	30,6	0, 20 8		13
БрФ-85	85	11,7 6	10,8	7 5 5	36,5	0, 22 9		13
МФ-100 (МФО-100)	10 0	12,8 1 (14,9 2)	11,8 (10,5)	8 9 0	35	0, 17 7		13

БрФ-100 (БрФО-100)	10 0	12,8 1 (14,9 2)	11,8 (10,5)	8 9 0	43	0, 20 5		13
МФ-120 (МФО-120)	12 0	13,9 (16,1)	12,9 (11,5)	1 0 6 6	42	0, 14 8		13
МФ-150 (МФО-150)	15 0	15,5 (18,8 6)	14,5 (12,5)	1 3 3 5	51,2	0, 11 8		13
Сталемедный	85	11,7 6	10,8	7 2 0	34	0, 53		16
Сталемедный	10 0	12,8 1	11,8	8 5 0	40	0, 45		16
Сталеалюминие- вый	18 5	14,0	17	7 6 0	34,5	0, 19		11
ПКСА 80/180	-	-	-	-	-	-		-

3.2.4 Изоляторы

Изоляторы подразделяются на *натяжные, подвесные* и изоляторы для *специальных частей*.

Натяжные изоляторы включают в гибкие поперечины, в тросовые элементы системы, в контактные провода, где требуется от изолятора высокая механическая прочность на растяжение. Подвесные изоляторы служат для подвески проводов или тросов и фиксации их положения. Изоляторы для специальных частей введены в конструкцию и по своей форме приспособлены для каждой спецчасти.

Натяжные пряжечные изоляторы изготавливают из стекловолокна АГ-4 с методом горячей прессовки. Изоляторы типа ИП 1 на усилие 5000 Н, а типа ИП 2 – на усилие 12000 Н.

Изолятор *такелажный фарфоровый ИТФ-3* применяют в элементах поперечин, выполненных из проволоки и в подвесных струнах на усилие 30000 Н. В сухом состоянии изолятор выдерживает $U = 15$ кВ, а под дождем – 6 кВ.

Изоляторы из *древеснослоистого пластика ДСП-Б-а* с допустимой нагрузкой 12000 и 17000 Н. Пропитывается глифталевым лаком, в эксплуатации 1 раз в 2 года покрывается глифталевым лаком.

Изолятор *пластмассовый ИКП* изготавливается из пресс-материала АГ-4С методом горячего прессования.

Изоляторный болт - двух типов БЦ-болт изоляционный с цилиндрической головкой и болт БО-болт изолированный с овальной головкой.

3.2.5 Зажимы

Трамвайные подвесные зажимы выполняются из латуни марки ЛК80-3Л или из ковкого чугуна или стали Ст3. Стальные – покрываются цинком.

Трамвайные соединительные зажимы. Электрическое сопротивление соединения, смонтированного из двух проводов на трех зажимах, не должно быть больше сопротивления провода, равного по длине соединению, а нагрев зажимов при максимально допустимом для провода токе не должен превышать нагрев самого провода.

3.2.6 Спецчасти контактной сети

Пересечение трамвайной и троллейбусных контактных проводов, троллейбусных и трамвайных между собой, разветвление контактных проводов и слияние их, секционирование и анкеровка участков контактной сети связаны с установкой специальных конструкций, которые получили общее название спецчасти.

Проезд спецчастей часто требует особого режима вождения, а в отдельных случаях и ограничения скорости движения подвижного состава.

3.2.6.1 Секционные изоляторы

Контактная сеть делится на электрически изолированные участки секции, отделяемые друг от друга секционными изоляторами.

Секционный изолятор имеет устройство для принудительного гашения электрической дуги в случае ее возникновения при проходе токоприемника.

Секционный изолятор СТ-6Д (рисунок 72) имеет два ходовых изолированных элемента с воздушными промежутками 12, 16 и 12 мм дугогасительную катушку и дугогасительную камеру. Секционный изолятор СИ-6М имеет только один ходовой изолированный элемент с воздушным промежутком 12 мм и не имеет устройства для дугогашения.

3.2.6.2 Пересечение контактных линий трамваев и троллейбусов

Устройство (рисунок 73) имеет три модификации (на $40-60^0$, $60-80^0$ и $80-90^0$). Токоприемники троллейбусов проходят пересечение по неразрезаемым контактным проводам 1, закрепленным на подвесных зажимах 2.

Токоприемник трамвая скользит по ходовой линии, образованной электроизоляционными ползьями 3 и шинами (усами). Контактный провод троллейбуса проходит выше ходовой линии на 25 мм, что исключает замыкание на него токоприемника трамвая. Трамвай проходит пересечение в режиме выбега. Максимальная скорость движения под пересечением трамвая и троллейбуса 30 км/ч. Для трамвая минимальная скорость движения 3 км/ч.

3.2.6.3 Пересечение троллейбусных линий МПИ-6Д

Средняя часть пересечения выполнена электрически изолированной от всех подходящих контактных проводов (рисунок 74). Она собирается на разборных металлических брусках, соединяемых шарнирно кронштейнами. Шарнирное соединение позволяет устанавливать пересечение на любой угол встречи контактных проводов двух линий в пределах $50-90^0$.

В качестве изоляторов, отделяющих среднюю часть используют обычные секционные изоляторы СИ-6Д и СИ-6М. В комплект входят два изолятора СИ-6Д и шесть СИ-6М.

Пересечение имеет четыре перемычки (электрические), выполняемые из контактного провода сечением 85 мм^2 и заключенные в изоляционные трубки. В троллейбусных парках, где движение возможно в двух направлениях применяют 4 изолятора СИ-6Д и 4 – СИ-6М.

Скорость движения троллейбуса под пересечением – 25 км/ч.

3.2.6.4 Управляемые стрелки троллейбуса

В местах разветвления троллейбусной линии устанавливают управляемые стрелки для перевода токоприемников на одно из двух направлений по выбору водителя без приостанавливания движения (рисунок 75).

Перо стрелки постоянно удерживается пружиной в направлении движения токоприемника направо.

При проходе троллейбусом зоны серийного контакта с выключенным тяговым двигателем положением пера стрелки не меняется. При проходе этой зоны с включенным тяговым двигателем ток протекает через катушки электромагнитов стрелки, которые переводят перо стрелки для движения токоприемника налево. В таком положении перо стрелки удерживается до тех пор, пока через электромагнит протекает ток. Как только токоприемники пройдут воздушные промежутки на станине, катушки электромагнитов обесточиваются, и перья под воздействием пружин возвращаются в исходное положение. Ток срабатывания электромагнитов регулируется натяжением пружин в пределах 30-90 А. Он выбирается в зависимости от величины тока собственных нужд троллейбуса. Чтобы исключить ложные переводы стрелок, ток срабатывания электромагнита берется несколько больше тока собственных нужд троллейбуса.

3.2.6.5 Сходные стрелки

В местах слияния двух троллейбусных линий для перевода токоприемников с двух линий на одну устанавливают сходные стрелки. Сходные стрелки проще управляемых, т.к. в них отсутствует механизм перевода перьев (рисунок 76).

Максимальная скорость под стрелкой при отклонении от оси проводов не более 2 м составляет 15 км/ч. Длина стрелочного узла 3600 мм.

3.2.6.6 Опоры

Применяют три типа опор: железобетонные, металлические трубчатые и металлические решетчатые.

3.2.6.7 Гибкая поперечина

Простые гибкие поперечины (рисунок 77) встречаются чаще всего. На концах каната и в местах подвешивания контактного провода (на расстоянии 1,5 – 2 м от точки подвешивания) в поперечину включают изоляторы.

Простая поперечина пригодна для подвески провода не более двух путей трамвая и троллейбуса при расстоянии между их проводами до 10 м. При количестве подвешенных линий, превышающих двух для трамвая и троллейбуса, а также при большем расстоянии между ними провода оказываются на разной высоте вследствие провеса поперечины. В этом случае монтируют цепную гибкую поперечину (рисунок 78).

При монтаже контактной сети с целью увеличения срока службы контактной вставки токоприемника трамвая контактный провод подвешивают на прямых участках с поочередным отклонением от оси пути – зигзагом.

Зигзаг контактного провода трамвая на прямых участках пути бывает симметричный и односторонний (рисунок 79).

Шаг зигзага для всех типов подвески не должен превышать четырех пролетов.

Длины пролетов для всех видов простых контактных подвесок на опорах для трамваев принимают 30-35 м, для троллейбуса и при совместном

подвешивании трамвайных и троллейбусных линий - 25-30 м. При подвеске на стенах зданий для трамвайных линий – 30 м, для троллейбусных и при совместной подвеске – 25 м.

При использовании цепных эластичных подвесок длина пролета для трамвайных и троллейбусных линий принимают равной 45-50 м.

Высота контактного провода над уровнем головки рельса для всех линий трамвая в городе принимают единой – 5,8 м. Контактные провода троллейбусных линий подвешивают на высоте 5,7 – 5,8 м над уровнем дорожного покрытия. Отклонение высоты в отдельных пролетах допускается +0,1 – 0,5 м.

Под искусственными сооружениями высота может быть снижена до 4,2 м, в воротах депо до –4,7 м, внутри здания депо и завода – до 5,2 м.

При пересечении контактной сети трамвая и троллейбуса ж.д. путей высота контактного провода должна быть не менее 5,75 м. Не допускается пересечение в одном уровне контактной сети эл. ж.д. и троллейбусов и трамваев.

Пересечение воздушными линиями напряжением до 1000 В трамвайных линий допускается на высоте не менее 8 м от уровня головки рельса, а троллейбусных не менее 10,5 м от уровня дорожного покрытия. Опоры контактной сети располагают на расстоянии не менее 1,5 м от электрических линий напряжением до 1000 В.

Расстояние между элементами контактной сети и токоприемников до заземленных частей ворот депо и других сооружений должно быть не менее 200 мм.

4 РАСЧЕТ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ СЕТИ

4.1 Задачи электрического расчета сети

Параметры электрических сетей определяют в значительной степени качество электроэнергии, поставляемой потребителю. Одним из основным показателей качества является стабильность уровня напряжения. Сеть должна обеспечить передачу электроэнергии с допустимыми показателями ее качества.

Основными расчетами электрических сетей являются следующие:

- *расчет величины потери напряжения*; задачей расчета является определение потери напряжения в сети или на отдельном ее участке и сравнение полученных результатов с допустимыми по нормам значениями при заданных сечениях проводов или выбор сечения проводов, обеспечивающих допустимую потерю напряжения;

- *расчет потери электроэнергии в элементах сети*; задачей расчета является определение стоимости потерь энергии с целью выявления оптимальных сечений проводов и кабелей электрической сети, при которых затраты на содержание сети и ее эксплуатацию будут наименьшими;

- *расчет на нагревание*; в результате расчетов выбирают сечения проводов и кабелей, при которых их нагрев в процессе эксплуатации остается в пределах, допустимыми нормами.

4.2 Расчет разомкнутых сетей с сосредоточенной нагрузкой

Разомкнутой называется сеть, получающая питание с одной стороны. Если электрическая сеть не имеет ответвлений, то она называется неразветвленной. Рассмотрим неразветвленную сеть постоянного тока.

Потеря напряжения в двух проводах до конца линии (рисунок 80).

$$\Delta U = 2(I_1 r_1 + I_2 r_2 + I_3 r_3) \text{ или}$$

$$\Delta U = 2 \sum_{\kappa=1}^{\kappa=n} I_{\kappa} r_{\kappa}.$$

По другому

$$\Delta U = 2(i_1 R_1 + i_2 R_2 + i_3 R_3) \text{ или}$$

$$\Delta U = 2 \sum_{\kappa=1}^{\kappa=n} i_{\kappa} R_{\kappa}$$

с учетом того, что

$$I_1 = i_1 + i_2 + i_3;$$

$$I_2 = i_2 + i_3; \quad I_3 = i_3;$$

$$а \quad R_1 = r_1; \quad R_2 = r_1 + r_2; \quad R_3 = r_1 + r_2 + r_3;$$

$$r_{\kappa} = \frac{l_{\kappa}}{\gamma S}; \quad R_{\kappa} = \frac{L_{\kappa}}{\gamma S},$$

где γ - проводимость провода м/Ом·мм²;

S – сечение провода, мм²;

l_{κ} – длина участка сети между нагрузками, м;

L_{κ} – расстояние от пункта питания до нагрузки, м.

Тогда

$$\Delta U = \frac{2}{\gamma S} \sum_{\kappa=1}^{\kappa=n} I_{\kappa} l_{\kappa};$$

$$\Delta U = \frac{2}{\gamma S} \sum_{\kappa=1}^{\kappa=n} i_{\kappa} L_{\kappa}.$$

Если решается обратная задача – определение наименьшей площади сечения проводов линии для обеспечения допустимой потери напряжения на ее конце $\Delta U_{\text{доп}}$, то эти же формулы будут иметь вид:

$$S_{\text{min}} = \frac{2}{\gamma \Delta U_{\text{доп}}} \sum_{\kappa=1}^{\kappa=n} I_{\kappa} l_{\kappa} \quad \text{или} \quad S_{\text{min}} = \frac{2}{\gamma \Delta U_{\text{доп}}} \sum_{\kappa=1}^{\kappa=n} i_{\kappa} L_{\kappa}.$$

Не допускается падение напряжения более 15% от $U_{\text{н}}$ (90 В). В вынужденном режиме не допускается потеря напряжения свыше 170 В.

4.3 Расчет разомкнутых сетей с равномерно распределенной нагрузкой

Если на линии располагается значительное количество нагрузок, мало отличающихся друг от друга, то расчетную схему можно принять в виде линии с равномерно распределенной нагрузкой (рисунок 81). Тогда эквивалентная реальной равномерно распределенная нагрузка, А/м имеет вид:

$$i_{pp} = \frac{1}{b-a} \sum_{\kappa=1}^n i_{\kappa},$$

$$\Delta U_{\max} = \frac{i_{pp}}{S\gamma} (b^2 - a^2).$$

Если равномерно распределенная нагрузка распределяется по всей длине участка, то потеря напряжения до конца линии

$$\Delta U = \frac{i_{pp} L^2}{S\gamma}.$$

4.4. Разветвленные сети с односторонним питанием

Рассмотрим схему разветвленной сети с равномерно распределенными нагрузками на участках (рисунок 82).

Сосредоточенные нагрузки участков определяются по формулам:

$$i_{\kappa} = i_{pp\kappa} \cdot l_{\kappa},$$

где i_{κ} – равнодействующая тока κ -ого участка;

$i_{pp\kappa}$ – равномерно распределенная нагрузка κ -ого участка;

l_{κ} – длина κ -ого участка.

$$\Delta U_1 = \frac{2l_1}{S_1\gamma_1} \left(\frac{i_1}{2} + \sum_{\kappa=2}^8 i_{\kappa} \right);$$

$$\Delta U_2 = \frac{2l_2}{S_2\gamma_2} \left(\frac{i_2}{2} + \sum_{\kappa=3,4,5} i_{\kappa} \right); \quad \Delta U_3 = \frac{2l_3}{S_3\gamma_3} \left(\frac{i_3}{2} + \sum_{4,5} i_{\kappa} \right);$$

$$\Delta U_4 = \frac{l_4 i_4}{S_4\gamma_4}; \quad \Delta U_5 = \frac{l_5 i_5}{S_5\gamma_5};$$

$$\Delta U_6 = \frac{2l_6}{S_6\gamma_6} \left(\frac{i_6}{2} + \sum_{7,8} i_{\kappa} \right); \quad \Delta U_7 = \frac{l_7 i_7}{S_7\gamma_7}; \quad \Delta U_8 = \frac{l_8 i_8}{S_8 \cdot \gamma_8}.$$

На крайних участках потеря напряжения создается лишь собственным током этих участков. Тогда потеря напряжения от точки А до точки В

$$\Delta U_{AB} = \Delta U_1 + \Delta U_2 + \Delta U_3 + \Delta U_4;$$

$$\Delta U_{AC} = \Delta U_1 + \Delta U_2 + \Delta U_3 + \Delta U_5; \quad \Delta U_{AD} = \Delta U_1 + \Delta U_6 + \Delta U_7;$$

$$\Delta U_{AE} = \Delta U_1 + \Delta U_6 + \Delta U_8.$$

4.5 Замкнутые сети с двусторонним питанием

Замкнутыми называются сети получающие питание не менее чем с двух сторон (рисунок 83).

Расчет замкнутых сетей сводится прежде всего к нахождению токораспределения по отдельным питающим линиям.

Токи питающих пунктов I_A и I_B текут по сети встречно. В некоторой точке сети они встречаются. Эта точка называется токоразделом.

Полные токи подстанции А и Б определяются по формулам:

$$I_A = \frac{1}{L} \sum_1^n i_k (L - l_k); \quad I_B = \frac{1}{L} \sum_1^n i_k l_k.$$

Очевидно, что наибольшая потеря напряжения будет в линии до точки токораздела. Для дальнейших расчетов линия может быть условно разрезана по точке токораздела С, в результате чего получаются две разомкнутые линии, расчет которых ведется в указанном выше порядке.

4.6 Распределение токов в замкнутых сетях при неравенстве напряжений источников питания

Рассмотрим замкнутую сеть постоянного тока (рисунок 84), напряжения источников питания которой равны U_A и U_B . Из расчета потерь напряжения на участках l_A и l_B получим

$$U_A - I_A 2 r_o l_A = U_B - I_B 2 r_o l_B;$$

где r_o – сопротивление единицы длины провода, Ом/м;

$$I_A 2 r_o l_A = U_A - U_B + I_B 2 r_o l_B$$

если $I_B = i - I_A$, то

$$I_A 2 r_o l_A = U_A - U_B + i 2 r_o l_B - I_A 2 r_o l_B;$$

$$I_A 2 r_o l_A + I_A 2 r_o l_B = U_A - U_B + i 2 r_o l_B;$$

$$I_A (2 r_o l_A + 2 r_o l_B) = U_A - U_B + i 2 r_o l_B;$$

$$I_A = \frac{U_A - U_B}{2r_o l_A + 2r_o l_B} + \frac{i 2r_o l_B}{2r_o l_A + 2r_o l_B} = \frac{U_A - U_B}{2r_o L} + \frac{i l_B}{L}.$$

$$I_A = \frac{U_A - U_B}{2Lr_o} + \frac{i l_B}{L}.$$

Аналогично $I_B = \frac{U_B - U_A}{2r_o L} + \frac{i l_A}{L}.$

При нескольких нагрузках линейные токи получаются суммированием неизменного уравнительного тока с долевыми составляющими каждого нагрузочного тока

$$I_A = \frac{U_A - U_B}{2Lr_o} + \frac{\sum_1^n i_k l_{Bk}}{L};$$

$$I_B = \frac{U_B - U_A}{2Lr_o} + \frac{\sum_1^n i_k l_{Ak}}{L}.$$

4.7 Принципы расчета тяговых сетей

4.7.1 Метод равномерно распределенной нагрузки

Методы расчета тяговых сетей можно разделить на 2 группы:

- а) расчеты на основе конкретных графиков движения;
- б) расчеты на основе заданных размеров движения.

Для трамвая и троллейбуса применение методов первой группы нецелесообразно ввиду значительного отклонения реальных графиков от запланированных из-за уличных помех и большой трудоемкости расчетов.

Из методов второй группы для городского электротранспорта нашли применение методы равномерно распределенной нагрузки и обобщенный аналитический. В качестве основных исходных данных при расчетах методами основанными на заданных размерах движения, используют средние токи ЭПС и интенсивность их движения.

Средний ток, потребляемый ЭПС, может быть найден интегрированием по времени потребляемого поездом или вагоном тока при его движении по расчетному участку с учетом стоянок на промежуточных и конечных пунктах. Однако для трамваев и троллейбусов кривые поездных токов обычно не строят, а пользуются измеренным или рассчитанным удельным расходом энергии на движение вагонов определенного типа. В этом случае средний ток ЭПС

$$I = \frac{A_{уд}GV}{U},$$

где $A_{уд}$ – удельный расход энергии, Вт·ч/т·км;

G – масса поезда, т;

V – эксплуатационная скорость движения, км/ч;

U – среднее напряжение на токоприемнике поезда, В.

Если отсутствуют данные для определения среднего тока по формуле, можно ориентировочно принимать:

для трамваев Т-3 – 105 А (20);

для Т-2 – 90 А (4);

для троллейбусов ЗИУ-5 – 80 А (7);

для КТМ-5М – 80 А (19,5);

для РВЗ-6М – 80 А (22).

В скобках ток на собственные нужды. Приведенные токи соответствуют эквивалентному уклону 5%, эксплуатационной скорости 16 км/ч и средней длине перегона 400-500 м.

Интенсивность движения ГЭТ задается обычно через интервал времени между попутными поездами $t_{инт}$ мин/поезд. За время $t_{инт}$ поезд проходит путь равный $Vt_{инт}$. Для одностороннего движения среднее число поездов, находящихся одновременно на рассматриваемом участке

$$n = \frac{60l}{Vt_{инт} \cdot 10^3},$$

где l – длина участка, м.

При равных интенсивностях движения во встречных направлениях общее число поездов на двухпутном участке

$$n = \frac{120l}{V_{\text{ум}} \cdot 10^3}.$$

В соответствии с формулой для расчета тока равномерно распределенной нагрузки

$$i_{pp} = \frac{1}{l} \sum_{S=1}^n I_S,$$

где I_S – средний ток S -того поезда;

n – общее число поездов на участке;

l – длина участка, м.

При одностороннем питании и при расположении равномерной распределенной нагрузки по всей длине участка длиной l (рисунок 85) потеря напряжения описывается параболой

$$\Delta U_x = r_o i_{pp} \left(l_x - \frac{x^2}{2} \right).$$

Средняя потеря напряжения

$$\Delta U_{cp} = \frac{1}{3} r_o i_{pp} l^2.$$

Потеря напряжения в конце участка

$$\Delta U = 0,5 r_o i_{pp} l^2.$$

В разветвленной сети (рисунок 86) средняя потеря напряжения на участке l_k

$$\Delta U_{Lk} = l_k r_{ок} \left(\frac{i_{ppk} l_k}{2} + \sum i_k \right).$$

В любой точке x участка

$$\Delta U = r_k i_{pp} \left(l_k x_k - \frac{x_k^2}{2} \right) + r_{ок} x_k \sum i_k + \Delta U_{ок}$$

т.е.

$$\Delta U = \Delta U_{xk}'' + \Delta U_{xk}' + \Delta U_{ок}$$

Средняя потеря напряжения при движении по k -ому участку

$$\Delta U_k = \Delta U_{ок} + 0,5 r_{ок} l_k \sum i_k + \frac{2}{3} \cdot \frac{i_{ppk} l_k^2 r_{ок}}{2}.$$

Полная потеря мощности на k -ом участке

$$\Delta P_k = \frac{i_{pp}^2 l^3 r_o}{3}.$$

Потери мощности всей сети ΔP находят суммированием потерь всех n участков

$$\Delta P = \sum_{k=1}^n \Delta P_k.$$

4.7.2 Обобщенный аналитический метод

Этот метод более точный, т.к. он учитывает колебание значений и взаимных перемещений нагрузки. Т.к. эти процессы носят случайный характер, то при выводе расчетных формул используют отдельные положения теории вероятностей.

В качестве допущения принимают, что число поездов равно их среднему значению n , а любая комбинация их взаимного расположения равновероятна. Считают также, что поезда потребляют независимо друг от друга любые токи, значения которых лежат в пределах возможных для каждого из них.

Для упрощения расчетов нагрузки поездов задают в виде эквивалентных средних и эффективных значений. Среднее значение тока поезда определяется за время T движения по участку с учетом промежуточных стоянок, а также за время движения в тяге T_T . Соответственно средние значения тока обозначают I ; I_T . Эффективное значение I_3 тока поезда определяют за время движения по участку с учетом времени стоянок.

$$I = \frac{A_{yd}GV}{U}.$$

Число поездов при одностороннем движении

$$n = \frac{60l}{Vt_{ум} \cdot 10^3}$$

и при двустороннем движении

$$n = \frac{120l}{Vt_{ум} \cdot 10^3}.$$

Скважность тока поезда $\varepsilon = T/T_T$, обозначим $\alpha = I_T/I$. Коэффициент эффективности $K_3 = I_3/I$ или $K_3 = \sqrt{\varepsilon}$. При определении потерь напряжения полагают, что средняя потеря напряжения до токоприемника любого поезда ΔU состоит из доли ΔU_c , вызванной током рассматриваемого поезда, а также из доли $\Delta U_n(n-1)$, обусловленной нагрузками других поездов, находящихся на рассматриваемом участке.

Тогда для одностороннего питания

$$\Delta U = \Delta U_c + (n - 1) \Delta U_n;$$

$$\Delta U_c = \frac{I\alpha r_o}{2}; \quad \Delta U_n = \frac{I l r_o}{3},$$

тогда

$$\Delta U = \frac{I\alpha r_o}{2} + (n-1) \cdot \frac{I l r_o}{3}; \quad \Delta U = \frac{r_o n I l}{3} \left(1 + \frac{1,5\alpha - 1}{n}\right).$$

Для двустороннего питания

$$\Delta U_c = \frac{I\alpha r_o}{6}; \quad \Delta U_n = \frac{I l r_o}{12}; \quad \Delta U = \frac{I\alpha l r_o}{6} + (n-1) \frac{I l r_o}{12};$$

$$\Delta U = \frac{n I l r_o}{12} \left(1 + \frac{2\alpha - 1}{n}\right).$$

Как видно из двух формул для ΔU перевод участка на двустороннее питание снижает среднюю потерь напряжения до токоприемника ЭПС примерно в 4 раза.

Нагрузка питающих линий

Для линии с односторонним питанием:

$$I_A = I n,$$

где I – ток поезда;

n – число поездов на участке.

Для линии с двусторонним питанием

$$I_A = nI/2; \quad I_B = nI/2.$$

Эффективный ток линии для одностороннего питания

$$I_{Aэ}^2 = n^2 I^2 \left(1 + \frac{K_э^2 - 1}{n}\right).$$

Для двустороннего питания

$$I_{ЭА} = I_{ЭБ}; \quad I_{ЭА}^2 = \frac{n^2 I^2}{4} \left(1 + \frac{1,33 K_э^2 - 1}{n}\right).$$

Потери мощности

Для двустороннего питания

$$\Delta P = \frac{n^2 I^2 r_0}{12} \left(1 + \frac{2 K_э^2 - 1}{n}\right);$$

для одностороннего питания

$$\Delta P = \frac{n^2 I^2 r_0}{3} \left(1 + \frac{1,5 K_э^2 - 1}{n}\right).$$

4.8 Токи короткого замыкания в тяговых сетях

При глухих к.з. вблизи тяговых подстанций ток к.з. значительно превышает максимальные токи тяговой нагрузки. Такой ток опасен для контактной сети и оборудованию тяговой подстанции по термическому и динамическому воздействию. Защиту от токов к.з. осуществляют при помощи быстродействующих выключателей. Короткие замыкания в тяговой сети могут быть неустойчивыми и непродолжительными. Наблюдаются и ложные срабатывания быстродействующих выключателей. Поэтому для восстановления движения на тяговых подстанциях используют схемы повторного автоматического включения выключателя.

После одного-двух повторных автоматических включений быстродействующего выключателя дальнейшее включение возможно только при ручном включении после устранения к.з.

Расчетный максимальный ток к.з. $I_{к \max}$ при замыкании на шинах ТП или на выводах коротких кабелей

$$I_{к \max} = 0,9 \frac{P_{к}}{U_2} \cdot \frac{10^6}{1 + \frac{10 P_{н} \cdot e_{к}}{N P_{н}}}, A;$$

где $P_{к}$ – мощность к.з. на шинах переменного тока, МВ·А;

U_2 – номинальное фазное напряжение вентиляционной обмотки трансформатора в схеме звезда две обратные звезды с отдельной катушкой;
 e_k – напряжение к.з. трансформатора, %;
 P_H – номинальная мощность выпрямительного агрегата, кВт;
 N – количество параллельно включенных выпрямительных агрегатов.
Минимальный ток к.з.

$$I_{\text{к min}} = \frac{1,17 \cdot U_2 - \Delta U_a}{r_{\text{пл}} + r_{\text{мс}} + R_3},$$

где ΔU_a – потеря напряжения в выпрямителе, которую принимают равной 5-8 В;

$r_{\text{пл}}$ – сопротивление положительной и отрицательной питающих линий;

$r_{\text{тс}}$ – сопротивление участка тяговой сети в контуре к.з. (контактные про-

вода, рельсы, усиливающие провода), Ом;

R_3 – эквивалентное сопротивление тягового трансформатора и системы внешнего электроснабжения, Ом.

$$R_3 = 0,239 (x_c + x_t),$$

где x_c, x_t – индуктивные сопротивления соответственно системы первичного электроснабжения и тягового трансформатора, Ом, определяемые по формулам

$$x_c = \frac{3U_2^2}{10^6 P_k}; \quad x_t = \frac{3U_2^2 e_k}{10^5 P_k}.$$

Для четкого отключения тока к.з. и для определенной гарантии несрабатывания линейного выключателя от тока перегрузки необходимо выполнение следующих условий:

$$I_{\text{к min}} > 1,5 \cdot I_{\text{max расч.}}$$

$$I_{\text{ЛВ}} = (1,15 - 1,2) \cdot I_{\text{max расч.}}$$

где $I_{\text{ЛВ}}$ – ток установки линейного выключателя, А;

$I_{\text{max расч}}$ – расчетный максимальный нагрузочный ток, А.

$$I_{\text{max расч}} = I_{\text{ср}} \cdot K_M,$$

где $I_{\text{ср}}$ – средний ток линии, А;

K_M – коэффициент максимума.

Коэффициент максимума K_M определяют по номограммам. Задавшись расчетной частотой отключения линии в месяц λ и расчетным числом машин на участке питания в часы максимума (рисунок 87).

4.9 Способы защиты от малых токов короткого замыкания

Защиты от малых токов к.з. можно подразделять:

- а) защиты, реагирующие на характер изменения тока в режиме к.з.;
- б) максимальные токовые;
- в) потенциальные;
- г) тепловые;
- д) токовременные и др.

Первый способ применяется в АПВ. Недостаток – в отдельных случаях переходный процесс при удаленном к.з. и при перегрузке протекает почти одинаково, что затрудняет определение аварийной ситуации.

Режим удаленного к.з. при небольшой тяговой нагрузке на линии обычного хорошо различим, т.к. приращение тока оказывается равным установившемуся току к.з. При большой нагрузке на линии приращение тока в режиме удаленного к.з. относительно невелико и становится соизмеримым с пусковыми толчками тока ЭПС.

Тепловая защита, защищающая контактный провод от отжима может осуществляться при помощи теплового реле, чувствительным элементом которого является отрезок контактного провода, включенный в рассечку шины защищаемой линии. При нагревании чувствительного элемента происходит его удлинение, в результате которого при температуре, близкой к 100°C срабатывает микровыключатель, подающий сигнал на отключение линии. Возможно применение терморезисторов, контролирующих температуру контактного провода.

Недостатком – является наличие механического теплового реле и необходимость передачи сигнала от чувствительного элемента к исполнительному элементу защиты.

Простейшим устройством, работающим по принципу электрического моделирования (токовременной защиты) является токовременная защита (рисунок 88) с использованием токовых реле КА1 и КА2 и реле времени КТ1 и КТ2. Своими блокировками токовые реле включают реле времени КТ1 или КТ2. При срабатывании любого реле времени включается исполнительный механизм КМ, отключающий линию.

Уставке токового реле $КА1=700\text{ А}$ соответствует уставка реле времени $КТ1=0,2\text{ с}$, а $КА2=1000\text{ А}$ соответствует $КТ2=0,1\text{ с}$.

4.10 Блуждающие токи

Грунт является проводником с током, который шунтирует рельсовую цепь. Тяговые токи, протекающие по рельсам, частично ответвляются в землю, а затем вновь возвращаются в рельсовую цепь. Ответвившиеся в землю токи называются **б л у ж д а ю щ и м и**. Если вблизи рельсового полотна располагаются металлические подземные сооружения, то часть блуждающих токов может проникнуть в них и протекать по этим подземным сооружениям, причем эти токи больше, если сооружения располагаются на значительном протяжении вдоль рельсовых путей. Из подземных сооружений блуждающие токи вновь выходят из них в землю и через грунт возвращаются к рельсам.

Поскольку в одной части рельсовой сети токи ответвляются из рельсов в землю, а в другой – возвращаются из земли в рельсы, то в некоторой нейтральной зоне участка ток не будет ни ответвляться в землю ни возвращаться из земли в рельсы. Эта зона носит название **н е й т р а л ь н о г о с е ч е н и я**. В нейтральном сечении потенциал рельсов равен потенциалу грунта и

условно принимается за нуль. В той части участка, где ток ответвляется из рельса в землю, рельсы имеют более высокий потенциал, чем грунт. Эта область рельсовой сети носит название *анодной зоны*. Часть рельсовой сети, где токи возвращаются из грунта в рельсы, имеет потенциал ниже, чем грунт, и носит название *катодной зоны*. Даже небольшая доля тягового тока, ответвляющаяся из рельса в землю, попадая в подземные сооружения, может нанести им значительный ущерб в местах стекания из сооружения в грунт.

В результате непрерывного изменения тяговых нагрузок и их местоположения потенциалы рельсовой сети по отношению к земле все время изменяются. Отдельные участки рельсов при этом сохраняют положительную или отрицательную полярность по отношению к грунту. Примерная картина протекания блуждающих токов в грунте и в подземном сооружении показана на рисунке 89.

На подземных сооружениях расположение катодных зон (токи входят в сооружение) и анодных зон (токи, возвращаются в грунт) примерно противоположно их расположению на рельсах. Таким образом, вблизи пункты присоединения кабелей к рельсам наблюдается катодная зона на рельсах, а на подземных сооружениях – анодная. Такое расположение зон соответствует положительной полярности контактной сети. При этом на подземном сооружении анодная зона оказывается относительно стабильной, а катодная зона – перемещающейся. Защитить подземное сооружение необходимо в области анодной зоны. Поэтому принята повсеместно положительная полярность контактной сети, при которой относительная стабильность анодных зон на подземных сооружениях облегчает их защиту.

График, отображающий потенциалы различных точек рельсовой сети по отношению к земле, носит название *потенциальной диаграммы*. Эти диаграммы позволяют косвенно оценить значение блуждающего тока. На характер потенциальной диаграммы оказывают влияние многочисленные факторы, точный учет которых при теоретических расчетах практически невозможен. Поэтому для приближенного анализа строят упрощенные потенциальные диаграммы, при расчетах которых ток в рельсах определяют без учета шунтирующего эффекта грунта. Для условий ГЭТ утечка тока в грунт составляет несколько процентов общего тягового тока. Шунтирующий эффект грунта практически не влияет на потерю напряжения в рельсах, поэтому закон изменения потенциалов рельсовых нитей по отношению к земле можно принять в первом приближении таким же, как в случае, когда рельсы идеально изолированы от земли.

При равномерно распределенной нагрузке i_{pp} , А/м на участке рельсовой сети длиной l , м и одном пункте присоединения, расположенном в начале участка в точке O расчетная схема получает вид консоли (рисунок 90). Сопротивление единицы длины рельсовой сети r_{op} , Ом/м. Ток в рельсах на расстоянии x , м от пункта присоединения без учета ответвленная некоторой его части в землю

$$I_x = i_{pp} (l - x).$$

Потеря напряжения ΔU_x , В на участке рельсовой сети длиной x , м

$$\Delta U_x = \int_0^x r_{op} \cdot i_{pp} (l-x) dx.$$

Тогда

$$\Delta U_x = i_{pp} \cdot r_{op} \left(l_x - \frac{x^2}{2} \right).$$

В случае, когда $x=l$ полная потеря U на всем участке рельсовой сети

$$\Delta U_p = \frac{1}{2i_{pp} l^2 r_{op}}, \quad \varphi_3 - \text{потенциал земли.}$$

Тогда

$$\Delta U_{(p-3)x} = i_{pp} \cdot r_{op} \left(lx - \frac{x^2}{2} \right) - \frac{i_{pp} l^2 r_{op}}{3}.$$

Приравняв $\Delta U_{(p-3)x} = 0$. Получим координату нейтрального сечения x_0

$$x_0 = \left(1 - \frac{\sqrt{3}}{3} \right) l.$$

Блуждающий ток

$$I_{\text{бл}} = \frac{\sqrt{3} \cdot i_{pp} \cdot l^3 \cdot r_{op}}{27 \cdot r_{\text{неп}}} \quad \text{или} \quad I_{\text{бл}} = \frac{\kappa_{pp} \Delta U_p l}{r_{\text{неп}}},$$

где $r_{\text{неп}}$ – переходное сопротивление, равное сумме контактного сопротивления между рельсами и землей и сопротивления грунта растеканию тока на 1 км рельсового пути, Ом·км.

В случае сосредоточенной нагрузки, приложенной на конце рельсовой консоли, потеря напряжения ΔU_x в рельсах изменяется по прямолинейному закону (рисунок 91)

$$\Delta U_x = I \cdot x \cdot r_{op}$$

$$\text{При } x = l \quad \Delta U_p = I \cdot l \cdot r_{op}$$

$$\Delta U_{(p-3)x} = I \cdot r_{op} \cdot x - \frac{I \cdot l \cdot r_{op}}{2}$$

$$I_{\text{бл}} = \frac{I \cdot l^2 \cdot r_{op}}{8 \cdot r_{\text{неп}}} \quad \text{или} \quad I_{\text{бл}} = \frac{\kappa_{\text{сн}} \cdot \Delta U_p \cdot l}{r_{\text{неп}}}.$$

где $\kappa_{\text{сн}}$ – числовой коэффициент, соответствующий схеме с сосредоточенной нагрузкой на конце рельсовой консоли.

Приведенные формулы показывают, что блуждающий ток в обоих случаях прямо пропорционален длине участка, потере напряжения в рельсах и обратно пропорционален переходному сопротивлению между рельсами и грунтом.

Часто участок рельсовой сети имеет не одно присоединение к отрицательной шине тяговой подстанции, а два (рисунок 92). Если напряжения точек присоединения ОП1 и ОП2 одинаковы $U_{\text{оп1}} = U_{\text{оп2}}$ на рельсовой сети появляются два нейтральных сечения. Случай сводится к двум консольным схемам с равномерно распределенной нагрузкой, диаграммы которых име-

ют параболическую форму (рисунок 93: а) для сосредоточенной нагрузки; б) для распределенной нагрузки).

Непрерывно изменяющаяся разность потенциалов между пунктами присоединения кабелей и тяговой нагрузки вызывает изменение реальных потенциальных диаграмм по сравнению с рассмотренными выше. Неравенство потенциалов пунктов рельсовой сети приводит к возникновению уравнительного тока, протекающего по рельсам от пункта с большим потенциалом к пункту с меньшим.

Примерный вид потенциальной диаграммы для случая сосредоточенной нагрузки при неравенстве потенциалов двух точек присоединения показан на рисунке 94.

Результирующая потенциальная диаграмма 1 построена наложением диаграммы 2 от сосредоточенной нагрузки, полученной при условии эквипотенциальности и пунктов присоединения кабелей к рельсам, на условную диаграмму от уравнительного тока 3.

4.11 Мероприятия по ограничению блуждающих токов

При проектировании и строительстве трамвайных линий должны планироваться и осуществляться мероприятия по обеспечению допустимых нормами потерь напряжения в рельсах и разностей потенциалов между пунктами присоединения кабелей к рельсовой сети, по обеспечению наибольшей продольной проводимости рельсовых путей и высокого переходного сопротивления между рельсами и грунтом.

При водонепроницаемых грунтах и небольших продольных уклонах, не превышающих 35% обязательно устройство путевых гидротехнических дренажей. Песок для шпально-песчаных оснований должен быть крупно- или среднезернистый.

С целью уменьшения продольного сопротивления рельсовых путей на каждом стыке рельсов приваривают межрельсовые соединители из гибкого медного провода сечением не менее 70 мм^2 и поверхностью контакта не менее 500 мм^2 . Между рельсовыми нитями каждого пути через 150 м и между всеми рельсовыми нитями линии через каждые 300 м устраивают электрические перемычки сечением по меди не менее 35 мм^2 . Электрическое сопротивление рельсового стыка не должно превосходить сопротивление $2,5 \text{ м}$ сплошного рельса.

На замощенных участках трамвайных путей выполняют сплошную сварку стыков.

Параллельная работа подстанций допускается, если средняя разность потенциалов между пунктами присоединения не превышает 1 В. Это обстоятельство ограничивает возможность двустороннего питания участка от смежных подстанций. Наиболее простым является реостатный способ выравнивания потерь напряжения в отрицательных кабельных линиях, но у него существенный недостаток – в реостатах теряется значительная энергия.

Наиболее эффективным способом борьбы является применение автоматических статических вольтодобавочных устройств, включаемых в зависимости от полярности в короткие или длинные кабельные линии.

Выравнивание потенциалов (рисунок 95) обеспечивается компенсацией потери напряжения в длинной кабельной линии. Разность потенциалов между пунктами ОП1 и ОП2 передается с помощью контрольных жил кабелей (штриховые линии) на вход усилителя, выходной сигнал которого воздействует на блок управления БУ. Сигнал с блока управления поступает на управляющие электроды тиристорного выпрямительного моста, включенного в длинную кабельную линию. Изменение компенсирующего напряжения на выходе выпрямителя получается изменением угла открывания вентилей моста в зависимости от разности потенциалов между пунктами присоединения кабелей.

Срок окупаемости автоматических устройств по сравнению с регулировочными реостатами составляет 2-3 года. Уменьшение эксплуатационных расходов получается за счет исключения потерь энергии в регулировочных реостатах и повышения качества защиты подземных сооружений. Наибольший экономический эффект получается при внедрении таких установок на подстанциях с одной длинной кабельной линией, где требуется монтаж лишь одной установки. На ТП с двумя длинными линиями, где требуется монтаж двух установок, экономический эффект получается меньшим. Эти мероприятия могут быть проведены только в период проектирования и постройки трамвайной линии.

В эксплуатации же должна проводиться проверка целостности рельсов и сварных стыков, а также исправности стыковых соединителей. Состояние сборных стыков определяют электрическим измерением их сопротивления специальным стыкомером не реже одного раза в год. Исправность путевых и межпутных электрических соединителей проверяют один раз в год измерением разности потенциалов между рельсовыми нитями одного и того же пути и внешними нитями разных путей через каждые 600 м по возможности в местах установки соединителей. Средняя разность потенциалов между нитями одного пути полученная по результатам не менее шестидесяти измерений, не должна превышать 0,05 В, а между нитями разных путей 0,5 В.

Отрицательные шины тяговых подстанций и отрицательные питающие провода должны быть изолированы от земли. Заземление отрицательной шины тяговой подстанции приводит к существенному увеличению блуждающих токов в земле. При этом могут возникнуть случаи, когда практически вся рельсовая сеть охватывается анодной областью, т.е. на всем протяжении рельсовой сети токи стекают в землю и возвращаются на подстанцию через заземление в цепи отрицательной шины подстанции.

Состояние изоляции отрицательной шины проверяют мегомметром на 2500 В не реже одного раза в три года. Измерение проводят при отключенных отрицательных линиях от рельсов и от шин ТП.

Снятие потенциальных диаграмм рельсовой сети осуществляют измерением разности потенциалов между рельсами и землей через каждые 200-

300 м рельсовой сети и в характерных точках: в пунктах присоединения кабелей, на концах консольных участков, под секционными изоляторами. Измерение выполняют высокоомным вольтметром с внутренним сопротивлением не менее 20 кОм/В между рельсами и стальным заземляющим электродом. Электрод диаметром 15 мм заглубляют в грунт на 10-15 см на расстоянии не менее 20 м от ближайшей рельсовой нити. Потенциал этого электрода принимают равным потенциалу удаленного грунта. В каждой исследуемой точке сети измерения проводятся в течение 15 мин с интервалом 5-6 с. Полученные показания вольтметра усредняют за период измерения. Определяют средние положительные и отрицательные значения измеренных величин, по которым строится потенциальная диаграмма. Такая диаграмма должна составляться через каждые 6 месяцев.

Анализ диаграммы позволяет выявить появление опасных в коррозионном отношении зон, установить случаи неисправного состояния рельсовой сети ориентировочно оценить потерю напряжения в рельсовой сети по сумме абсолютных значений наибольших ординат диаграммы в анодной и катодной областях.

На расстояниях l_1 и l_2 от пункта присоединения кабеля (рисунок 96) к рельсам, не превышающих обычно 1 км измеряют токи в рельсах I_1 и I_2 с помощью милливольтметров mV_1 и mV_2 , а также разности потенциалов рельс-земля U_1 и U_2 вольтметрами V_1 и V_2 . Потенциал пункта присоединения по отношению к земле U определяется вольтметром V . Ток утечки с исследуемого участка рельсовой сети равен разности тока источника I и измеренных токов I_1 и I_2 :

$$I_y = I - I_1 - I_2.$$

Средний потенциал рельсов по отношению к земле на исследуемом участке

$$U_{cp} = \frac{U_1 + U}{2(l_1 + l_2)} l_1 + \frac{U_2 + U}{2(l_1 + l_2)} l_2.$$

Переходное сопротивление рельс-грунт

$$r_{nep} = \frac{U_{cp}}{I_y} (l_1 + l_2).$$

Общая длина исследуемого участка не должна превышать 2 км при бетонном основании и 3-4 км при других типах оснований.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

- 1 *Рябов А.Я.* Электрические сети и системы.-М.:1960.-511 с.
- 2 *Загайнов Н.А.* Тяговые подстанции городского электрического транспорта.-М.: Высшая школа, 1970.-460 с.
- 3 *Афанасьев А.С., Долаберидзе Г.П., Шевченко В.В.* Контактные и кабельные сети трамваев и троллейбусов.-М.: Транспорт, 1979.-304 с.
- 4 *Звездкин М.Н.* Электроснабжение электрифицированных железных дорог.-М.: Транспорт, 1985.-262 с.