

МИНИСТЕРСТВО СЕЛЬСКОГО ХОЗЯЙСТВА РФ

**Новозыбковский сельскохозяйственный техникум –
филиал ФГБОУ ВО «Брянский государственный
аграрный университет»**



Обеспечение электроснабжения сельскохозяйственных предприятий

Часть 1

Монтаж воздушных линий электропередач и трансформаторных подстанций

Новозыбков, 2020

УДК 621.315.1

ББК 39.511

О 13

Обеспечение электроснабжения сельскохозяйственных предприятий. Часть 1. Монтаж воздушных линий электропередач и трансформаторных подстанций: учебное пособие / сост. В. И. Ковалев, И. И. Ветров. – Брянск: Изд-во Брянский ГАУ, 2020. – 298 с.

Учебное пособие составлено в соответствии с рабочей программой по профессиональному модулю ПМ02. Помимо теоретического материала в нем содержатся вопросы для повторения и список литературы для подготовки к занятиям.

Междисциплинарные курсы: МДК.02.01. Монтаж воздушных линий электропередач и трансформаторных подстанций.

Рекомендовано к изданию методическим советом Новозыбковского филиала Брянского ГАУ от 15 мая 2020 года, протокол №6.

©Брянский ГАУ, 2020

© Ковалев В. И., 2020

© Ветров И. И., 2020

Содержание

Оглавление	Ошибка! Закладка не определена.
Введение	5
Раздел 1. МДК.02.01 Монтаж воздушных линий электропередач и трансформаторных подстанций.....	7
Тема 1.1 Производство, передача и распределение электрической энергии.....	7
1.1.1 Государственный план электрификации России	
Вопросы для повторения:	13
1.1.2 Общие сведения о производстве, передачи и распределении электрической энергии	13
1.1.3 Технологический процесс производства, распределения и потребления электроэнергии.....	18
1.1.4 Типы электростанций и подстанций.....	43
1.1.5 Качество электроэнергии и его показатели.....	48
1.1.6 Номинальные параметры элементов схем электроснабжения.....	53
1.1.7 Источники и схемы электроснабжения с/х районов	55
1.1.8 Общие сведения о надежности электроснабжения.....	57
1.2 Технические характеристики проводов, кабелей методика . их выбора для внутренних электропроводов и кабельных линий	64
1.2.1 Внутренние электропроводки	65
1.2.2 Неизолированные провода. Устройства и строительство воздушных линий	95
1.2.3 Электрические нагрузки в жилых домах, производственных и общественных помещениях.....	126

1.2.4	Графики нагрузок. Потери энергии в линиях и трансформаторах	142
1.2.5	Отклонение напряжения у потребителей.	149
1.2.6	Расчеты разомкнутых сетей с равномерной и неравномерной нагрузкой фаз.....	153
1.2.7	Расчет замкнутых сетей. Сложные замкнутые сети.....	156
1.2.8	Короткие замыкания, замыкание на землю.....	164
1.3.1	Высоковольтная аппаратура и токоведущая часть распределительных устройств.....	184
1.3.2.	Контрольно - измерительные приборы и измерительные трансформаторы	250
1.3.3	Сельские трансформаторные подстанции.....	253
1.3.4	Резервные электростанции	281
	ЛИТЕРАТУРА	295

Введение

Одним из важнейших направлений реформы высшей школы является гуманизация современного образования. В ходе этой работы произошло введение профессионального модуля ПМ.02 Обеспечения электроснабжения сельскохозяйственных предприятий, что должно обеспечить ориентацию обучения на человеческие потребности личности, создать необходимый базис для усвоения общеобразовательных и специальных дисциплин и профессиональных модулей.

Содержание учебного пособия освещает проблемы электроэнергетики, проектирования и эксплуатации систем электроснабжения промышленных и коммунально-бытовых объектов. Потребление энергии является обязательным условием существования человечества. В современном мире энергетика является основой развития базовых отраслей промышленности, определяющих прогресс общественного производства. Электрификация, то есть производство, распределение и применение электроэнергии во всех отраслях народного хозяйства и быта населения, — один из важных факторов технического прогресса.

На базе электрификации стала развиваться промышленность, электроэнергия начала проникать в сельское хозяйство и транспорт. Весь опыт развития электрификации показал, что надежное, высококачественное и дешевое электроснабжение можно получить только от крупных районных электростанций, объединенных между собой в мощные энергетические системы. На крупных электростанциях районного масштаба с линиями электропередачи большого радиуса действия вырабатывается наиболее дешевая электроэнергия прежде всего из-за высокой концентрации ее производства, а также благодаря возможности размещать электростанции непосредственно у дешевых источников энергии — угля, сланцев, на больших реках.

Кроме того, приведены сведения об электроэнергетических системах и организации взаимоотношений между питающей энергосистемой и потребителями, конструктивном выполнении и основном оборудовании электрических сетей и подстанций, даны методики расчетов режимов электрических сетей, рассмотрена автоматизация и релейная защита.

В зависимости от используемого вида энергии различают тепло электростанции ТЭС), гидроэлектростанции(ГЭС), ветровые, атомные(АЭС) и др. На тепловых электростанциях используется твердое, жидкое и газообразное топливо. В зависимости от рода первичного двигателя, приводящего во вращение электрический генератор, Тепловые электростанции можно подразделить на станции с паровыми турбинами, с двигателями внутреннего сгорания и с газовыми турбинами. Станции с паровыми турбинами, кроме того, подразделяются на конденсационные (КЭС) и теплофикационные ТЭЦ) конденсационные электростанции снабжают потребителей

В России более 90% существующего потенциала электроэнергетики объединено в Единую энергетическую систему России (ЕЭС). Список литературы содержит указания на дополнительные доступные издания, необходимые для углубленного изучения отдельных вопросов.

Цель создания данного учебного пособия – в полном объеме воспроизвести соответствующий учебный курс для студентов, обучающихся по специальности 35.02.08 Электрификация и автоматизация сельского хозяйства.

Раздел 1. МДК.02.01 Монтаж воздушных линий электропередач и трансформаторных подстанций

Тема 1.1 Производство, передача и распределение электрической энергии

План занятий:

1. Государственный план электрификации России.
2. Общие сведения о производстве, передача и распределение электрической энергии.
3. Технологический процесс производства, распределения и потребления электроэнергии.
4. Типы электростанций и подстанций.
5. Качество электроэнергии и его показатели.
6. Номинальные параметры элементов схем электропитания.
7. Источники и схемы электропитания с/х районов.
8. Общие сведения о надежности электропитания.

1.1.1 Государственный план электрификации России

Электрификация, то есть производство, распределение и применение электроэнергии во всех отраслях народного хозяйства и быта населения, — один из важных факторов технического прогресса. Коммунистическая партия Советского Союза, Советское правительство, лично В. И. Ленин с первых месяцев после победы Великой Октябрьской социалистической революции уделяли большое внимание развитию электрификации.

Царская Россия сильно отставала в области электрификации от развитых стран. Первая империалистическая, а затем гражданская войны и вызванная ими разруха привели к тому, что в Советской России в 1920 году было произведено менее 0,5 млрд кВт·ч электроэнергии. В том же 1920

году по инициативе и под руководством В. И. Ленина был разработан Государственный план электрификации России (ГОЭЛРО), который предусматривал сооружение 30 крупных районных электростанций общей мощностью 1,75 млн кВт с производством электроэнергии свыше 8 млрд кВт·ч в год. Утвержденный в декабре 1920 года план ГОЭЛРО был выполнен по основным показателям к 1935 году, а в 1940 году Советский Союз вышел на третье место в мире по производству электроэнергии.

На базе электрификации стала развиваться промышленность, электроэнергия начала проникать в сельское хозяйство и транспорт. Весь опыт развития электрификации показал, что надежное, высококачественное и дешевое электроснабжение можно получить только от крупных районных электростанций, объединенных между собой в мощные энергетические системы. На крупных электростанциях районного масштаба с линиями электропередачи большого радиуса действия вырабатывается наиболее дешевая электроэнергия прежде всего из-за высокой концентрации ее производства, а также благодаря возможности размещать электростанции непосредственно у дешевых источников энергии — угля, сланцев, на больших реках.

С первых дней существования советской энергетики началось объединение районных электростанций в энергосистемы. Еще в годы первых пятилеток на базе линий электропередачи напряжением 35 и 110 кВ были образованы энергосистемы ряда крупных районов страны. На следующем этапе эти системы укрупнились и были созданы межрайонные системы Центра, Урала и Юга уже на базе линий электропередачи напряжением 220 и 154 кВ.

Сооружение на Волге двух крупных гидроэлектростанций — около Куйбышева и Волгограда — потребовало строительства линий передачи напряжением 500 кВ. Была

построена линия электропередачи напряжением 800 кВ постоянного тока Волгоград — Донбасс, соединяющая энергосистему Юга с энергосистемами Урала и Центра. В результате освоения сверхвысоких напряжений было закончено объединение почти всех энергосистем страны в Единую энергосистему СССР, мощность электростанций которой превысила 270 млн кВт. Были введены в эксплуатацию линии электропередачи Донбасс — Западная Украина — Венгерская Народная Республика, Ленинград — Москва и другие напряжением 750 кВ. Ведется строительство сверхдальних линий переменного и постоянного тока напряжением 1150 и 1500 кВ для передачи электроэнергии из Сибири и Казахстана на Урал и в Центр страны.

Развитие районных электростанций, объединение их в энергетические системы создают благоприятные условия для электрификации всех отраслей народного хозяйства страны, и в том числе сельского хозяйства. Однако широкое применение централизованного электроснабжения сельского хозяйства оказалось возможным только в последние 20 ... 30 лет.

Наряду с успехами в области централизованного электроснабжения до 1964 года происходил быстрый рост числа мелких тепловых электростанций на тракторных дизелях. В 1964 году их насчитывалось 109 тыс. при средней мощности 40 кВт, что явилось следствием стремления совхозов и колхозов в кратчайшие сроки получить электроэнергию и невозможности немедленно удовлетворить эту потребность за счет сетевого строительства от государственных энергосистем или сооружения укрупненных сельских электростанций. Одновременно уменьшалось число гидроэлектростанций с 4,8 тыс. в 1958 году до 1,6 тыс. в 1964 году. В последующие годы благодаря присоединению к централизованным энергоисточникам было ликвидировано около 35 тыс. мелких тепловых станций.

Снизилось количество электроэнергии, полученное от них сельским хозяйством (в 1965 году — 4 млрд кВт-ч, а в 1970 году — 2,2 млрд кВт-ч); высвободилось около 100 тыс. человек, ранее обслуживавших мелкие электростанции.

В то же время на огромной территории нашей страны есть районы, куда подводить сети государственных энергосистем экономически невыгодно. Там следует сооружать современные сельские электростанции укрупненной мощности порядка 1000 кВт и более, дизельные с полной автоматизацией работы, а также гидравлические. Мелкие дизельные и бензиновые установки, полностью автоматизированные, нужны только в слабонаселенных районах.

В основном задача перевода сельского хозяйства на централизованное электроснабжение решена. Все совхозы и колхозы пользуются электроэнергией, все жилые дома в сельских населенных пунктах имеют электрический ввод.

Воздушными линиями электропередачи охвачены почти все сельские населенные пункты. Однако это не означает прекращения работ по их сооружению. Электрическая нагрузка в сельском хозяйстве непрерывно возрастает, появляется необходимость в расширении линий. Новое их строительство на селе все больше заменяется систематической реконструкцией. При этом часть воздушных линий заменяется подземными кабельными. Преимущества последних с точки зрения освобождения земельной площади, высокой надежности эксплуатации, большого срока службы весьма велики. В перспективе масштабы перевода сельских линий под землю будут зависеть от того, в каком количестве будет поставлять электропромышленность облегченный подземный кабель для этой цели.

При реконструкции будут широко внедряться мероприятия по повышению надежности электроснабжения сельских потребителей, которая еще далеко не достаточна.

Большие перспективы открываются перед электрификацией сельского хозяйства в будущем. Намечается повысить электровооруженность сельского хозяйства, увеличить объем потребления электроэнергии в сельскохозяйственном производстве, а также отпуск ее на коммунально-бытовые нужды сельского населения. Дальнейшее развитие всех отраслей сельского хозяйства рассматривается в качестве одной из основных задач. В животноводстве этого можно достичь только в результате резкого повышения уровня механизации и электрификации работ на животноводческих и птицеводческих фермах. Электроэнергия все шире проникает в полеводство. В недалеком будущем комбайны будут заменяться легкими жатками, а вся хлебная масса будет обмолачиваться, сортироваться и сушиться на стационарных установках с электрическим приводом. Это потребует очень большого количества электроэнергии и сооружения большого числа полевых линий электропередачи. Крупнейшим потребителем станет орошаемое земледелие. Много электроэнергии потребуется на различные нужды в культивационных помещениях. В стране действуют тысячи электрифицированных парников и теплиц. Здесь электричество применяется для обогрева почвы и воздуха, обработки почвы, досвечивания растений и общего освещения. Созданы огромные тепличные комбинаты промышленного типа. Каждый такой комбинат получает электроэнергию от трансформаторных подстанций мощностью до 16 тыс. кВт-А.

В связи с задачей повышения благосостояния народа вполне понятна забота партии о внедрении электрификации в быт сельского населения. Постоянно растут затраты электроэнергии на нужды сельских предприятий службы быта и непосредственно в домах колхозников и рабочих совхозов.

Электроснабжение производственных предприятий и

населенных пунктов в сельской местности имеет свои особенности по сравнению с электроснабжением промышленности и городов.

Главная из них — это необходимость подводить электроэнергию к огромному числу сравнительно маломощных объектов, рассредоточенных по всей территории страны. В результате протяженность сетей (в расчете на единицу мощности потребителя) во много раз превышает эту величину в других отраслях народного хозяйства, а стоимость электроснабжения в сельском хозяйстве составляет до 75 % общей стоимости электрификации, включая затраты на приобретение рабочих машин.

Сказанное выше наглядно показывает, какое большое значение имеет проблема электроснабжения сельского хозяйства. От ее рационального решения в значительной степени зависит экономическая эффективность применения электроэнергии в сельском хозяйстве и быту сельского населения. Поэтому первостепенная задача правильного электроснабжения заключается в доведении стоимости электроэнергии до минимальной. Этого следует добиваться при соблюдении всех требований, правил и норм и прежде всего необходимого качества электроэнергии, то есть постоянства частоты и напряжения, а также надежности ее подачи.

Самый важный показатель системы электроснабжения — надежность подачи электроэнергии. В связи с ростом электрификации сельскохозяйственного производства, особенно с созданием в сельском хозяйстве животноводческих комплексов промышленного типа, птицефабрик, тепличных комбинатов и др., всякое отключение — плановое (для ревизии и ремонта) и особенно неожиданное, аварийное — наносит огромный ущерб потребителю и самой энергетической системе. Поэтому необходимо применять эффективные и экономически целесообразные меры по

обеспечению оптимальной надежности электроснабжения сельскохозяйственных потребителей.

Вопросы для повторения:

1. Основная задача плана ГОЭЛРО.
2. На какой период был рассчитан план ГОЭЛРО?
3. Какая установленная мощность была по плану ГОЭЛРО?
4. В каком году был выполнен план ГОЭЛРО?
5. Какие вы знаете электростанции по плану ГОЭЛРО?

1.1.2 Общие сведения о производстве, передаче и распределении электрической энергии

В настоящее время нельзя представить себе жизнь и деятельность современного человека без применения электричества. Электричество уже давно и прочно вошло во все отрасли народного хозяйства и в быт людей. Основное достоинство электрической энергии относительная простота производства, передачи, дробления и преобразования.

В системе электроснабжения объектов можно выделить три вида электроустановок: по производству электроэнергии электрические станции; по передаче, преобразованию и распределению электроэнергии электрические сети и подстанции; по потреблению электроэнергии в производственных и бытовых нуждах приемники электроэнергии.

Электрической станцией называется предприятие, на котором вырабатывается электрическая энергия. На этих станциях различные виды энергии (энергия топлива, падающей воды, ветра, атомная и др.) с помощью электрических машин, называемых генераторами, преобразуются в электрическую энергию.

В зависимости от используемого вида первичной энергии все существующие электрические станции разделяются на следующие основные группы: тепловые, гидравлические, атомные, ветряные и др.

Приемником электроэнергии (электроприемником, токоприемником) называется электрическая часть производственной установки, получающая электроэнергию от источника и преобразующая ее в механическую, тепловую, химическую, световую энергию, в энергию электростатического и электромагнитного поля.

По технологическому назначению приемники электроэнергии классифицируются в зависимости от вида энергии, в который данный приемник преобразует электрическую энергию: электродвигатели приводов машин и механизмов; электротермические установки; электрохимические установки; установки электроосвещения; установки электростатического и электромагнитного поля, электрофильтры; устройства искровой обработки, устройства контроля и испытания изделий (рентгеновские аппараты, установки ультразвука и т.д.). Электроприемники характеризуются номинальными параметрами: напряжением, током, мощностью и др.

Совокупность электроприемников производственных установок цеха, корпуса, предприятия, присоединенных с помощью электрических сетей к общему пункту электропитания, называется электропотребителем.

Совокупность электрических станций, линий электропередачи, подстанций, тепловых сетей и приемников, объединенных общим и непрерывным процессом выработки, преобразования, распределения тепловой и электрической энергии, называется энергетической системой.

Единая энергетическая система (ЕЭС) объединяет энергетические системы отдельных районов, соединяя их линиями электропередачи (ЛЭП).

Часть энергетической системы, состоящая из генераторов, распределительных устройств, повышающих и понижающих подстанций, линий электрической сети и приемников электроэнергии, называют электроэнергетической системой.

Электрической сетью называется совокупность электроустановок для передачи и распределения электроэнергии, состоящая из подстанций и распределительных устройств, соединенных линиями электропередачи, и работающая на определенной территории.

Электрическая сеть объекта электроснабжения, называемая системой электроснабжения объекта, является продолжением электрической системы. Система электроснабжения объекта объединяет понижающие и преобразовательные подстанции, распределительные пункты, электроприемники и ЛЭП.

Прием, преобразование и распределение электроэнергии происходят на подстанции электроустановке, состоящей из трансформаторов или иных преобразователей электроэнергии, распределительных устройств, устройств управления, защиты, измерения и вспомогательных устройств.

Распределение поступающей электроэнергии без ее преобразования или трансформации выполняется на распределительных подстанциях (РП).

Электрические сети подразделяют по следующим признакам.

6. **Напряжения сети.** Сети могут быть напряжением до 1 кВ низковольтными, или низкого напряжения (НН), и выше 1 кВ высоковольтными, или высокого напряжения (ВН).

7. **Род тока.** Сети могут быть постоянного и переменного тока. Электрические сети выполняются в основном по системе трехфазного переменного тока, что является наиболее целесообразным, поскольку при этом может

производиться трансформация электроэнергии. При большом числе однофазных приемников от трехфазных сетей осуществляются однофазные ответвления. Принятая частота переменного тока в ЕЭС России равна 50 Гц.



Рис. 1. Условные обозначения элементов электрической системы

8. **Назначение.** По характеру потребителей и от назначения территории, на которой они находятся, различают: сети в городах, сети промышленных предприятий, сети электрического транспорта, сети в сельской местности. Кроме того, имеются районные сети, предназначенные для соединения крупных электрических станций и подстанций на напряжении выше 35 кВ; сети межсистемных связей, предназначенные для соединения крупных электроэнергетических систем на напряжении 330,500 и 750 кВ. Кроме того, применяют понятия: питающие и распределительные сети.

4. **Конструктивное выполнение сетей.** Линии могут быть воздушными, кабельными и токопроводами. Подстанции могут быть открытыми и закрытыми.

Для графического изображения электроэнергетических систем, а также отдельных элементов и связи между элементами используют общепринятые условные обозначения. На рис. 1 показаны условные обозначения основных элементов электроэнергетической системы.

Примерная схема относительно простой электроэнер-

гетической системы. Здесь электрическая энергия, вырабатываемая на двух электростанциях различных типов: тепловой электростанции (ТЭС) и теплоэлектроцентрали (ТЭЦ), подводится к потребителям, удаленным друг от друга. Для того чтобы передать электроэнергию на расстояние, ее предварительно преобразовывают, повышая напряжение трансформаторами. У мест потребления электроэнергии напряжение понижают до нужной величины. Из схемы можно понять, что электроэнергия передается по воздушным линиям. В действительности элементы системы, работающие на переменном токе, имеют трехфазное исполнение. Однако для выявления структуры системы и анализа ее работы нет необходимости в ее трехфазном изображении, вполне достаточно воспользоваться ее однолинейным изображением.

Вопросы для повторения:

1. Зачем повышают напряжение в сетях?
2. Какие стандартные напряжения применяются в сетях для передачи и распределение электрической энергии?
3. Какие вы знаете условные обозначения элементов электрических систем?
4. Какие применяются подстанции в энергосистеме?
5. Как производится потребление электрической энергии с энергосистемы?

1.1.3 Технологический процесс производства, распределения и потребления электроэнергии

Получение электроэнергии из городских отходов (биоэлектростанции)

Одним из эффективных способов получения энергии в будущем может стать использование в качестве топлива твёрдых бытовых отходов (ТБО). Преимущество бытовых отходов заключается в том, что их не надо искать, не надо добывать, однако в любом случае они должны быть уничтожены, что требует больших денежных средств. Поэтому рациональный подход здесь позволяет не только получить дешёвую энергию, но и избежать лишних затрат.

Однако активное применение ТБО как энергетического сырья началось только в середине 1970 х годов в связи с углублением энергетического кризиса. Было подсчитано, что при сжигании одной тонны отходов можно получить 1300 1700 кВт / ч тепловой энергии или 300 550 кВт / ч электроэнергии.

В нашей стране термическая переработка ТБО началась с 1972 года, когда в восьми городах СССР было установлено 10 мусоросжигательных заводов первого поколения. Эти заводы были практически без газоочистки и почти не использовали вырабатываемое тепло. В настоящее время они морально устарели и не отвечают современным требованиям по экологическим показателям. В связи с этим большая часть этих заводов закрыта, а остальные подлежат реконструкции.

Кроме того, предусматривалось использование тепла, получаемого при сжигании твёрдых бытовых отходов, для выработки электроэнергии.

Принципиально новый для России мусоросжигательный завод производительностью 300 тыс. тонн ТБО в год

был построен в Москве в начале 2000 х. Завод состоит из отделений подготовки и сортировки отходов, сжигания не утилизируемой части ТБО, очистки дымовых газов от вредных примесей, переработки золы и шлака, энергоблока и других вспомогательных отделений. Технологическая схема завода по переработке, не утилизируемой части отходов приносит экологическую опасность при сжигании; и наконец, повысить теплотехнические и экологические показатели сырья, предназначенного для сжигания. Благодаря такой подготовке низшая теплота сгорания ТБО достигает 9 МДж / кг, а по содержанию золы, влаги, серы и азота характеристики практически соответствуют характеристикам подмосковных бурых углей.

Существенного повышения эффективности применения ТБО как топлива для выработки электроэнергии и достижения удельных показателей, близких к серийно применяемым ТЭС, по всей видимости, можно достигнуть за счёт частичного замещения энергетического топлива бытовыми отходами.

В этом случае при сжигании на ТЭС бурого угля целесообразно использование предтопок для сжигания твёрдых бытовых отходов с направлением дымовых газов, получаемых в предтопке, в топочное пространство существующего котельного агрегата. При сжигании на ТЭС природного газа целесообразно использовать установку для газификации ТБО с последующей очисткой полученного продукта газа и сжиганием его в топках котлов, работающих на природном газе. Годами отработанная паросиловая установка, применяемая на ТЭС, сохраняется при этом в первоначальном виде.

То есть предлагается разработка совмещённой (интегральной) компоновки ТЭС для сжигания природного топлива и твёрдых бытовых отходов. Доля ТБО по количеству

тепла может составлять примерно 10 % от тепловой мощности котла. В этом случае только за счёт повышенных параметров пара и увеличенной мощности котлов и турбин эффективность использования бытовых отходов повысится в 2-3 раза.

Существенный экономический эффект может быть получен за счёт снижения капитальных вложений благодаря использованию существующей на ТЭС инфраструктуры и сокращению расходов на газоочистное оборудование.

Биогаз это здоровье в доме. В результате утилизации навоза в биогазовых установках, а не складирования его на приусадебных участках, падает уровень заражения среды болезнетворными бактериями. Исчезают неприятные запахи от разложения биоотходов и мухи, личинки которых выводятся в навозе.

Биогаз это чистота кухни. Пламя от горения газа не коптит и не содержит вредных смол и химических соединений, поэтому кухня и посуда не пачкаются копотью. Снижается риск респираторных и глазных заболеваний, связанных с дымом.

Биогаз это источник плодородия огорода. Из нитритов и нитратов, содержащихся в навозе и отравляющих ваш урожай, получается чистый азот, который так необходим растениям. При переработке навоза в установке погибают семена сорняков, и при удобрении огорода метановым флюентом (переработанным в установке навозом и органическими отходами) у вас будет уходить гораздо меньше времени на прополку.

Биогаз доходы из отходов. Пищевые отходы и навоз, которые скапливаются в хозяйстве, являются бесплатным сырьём для биогазовой установки. После переработки мусора вы получаете горючий газ, а также высококачественные удобрения (гуминовые кислоты), являющиеся основными составляющими чернозема.

Биогаз это независимость. Вы не будете зависеть от поставщиков угля и газа. А ещё экономите деньги на этих видах топлива.

Биогаз это возобновляемый источник энергии. Метан можно использовать для нужд крестьянских и фермерских хозяйств: для приготовления пищи; для подогрева воды; для отопления жилищ (при достаточных количествах исходного сырья-биоотходов).

Сколько же можно получить газа из одного килограмма навоза? Исходя из того, что на кипячение одного литра воды расходуется 26 литров газа:

- с помощью одного килограмма навоза крупного рогатого скота можно вскипятить 7,5 15 литров воды;
- с помощью одного килограмма навоза свиней 19 литров воды;
- с помощью одного килограмма птичьего помёта 11,5 23 литра воды;
- с помощью одного килограмма соломы зернобобовых можно вскипятить 11,5 литров воды;
- с помощью одного килограмма картофельной ботвы 17 литров воды;
- с помощью одного килограмма ботвы томатов 27 литров воды.

Неоспоримое преимущество биогаза в децентрализованном производстве электроэнергии и тепла.

Процесс биоконверсии кроме энергетической позволяет решить ещё две задачи. Во-первых, сброженный навоз по сравнению с обычным применением, повышает на 10-20 % урожайность сельскохозяйственных культур.

Объясняется это тем, что при анаэробной переработке происходит минерализация и связывание азота. При традиционных же способах приготовления органических удобрений (компостированием) потери азота составляют до 30 40 %.

Анаэробная переработка навоза в четыре раза по сравнению с несброженным навозом увеличивает

содержание аммонийного азота (20-40 % азота переходит в аммонийную форму). Содержание усвояемого фосфора удваивается и составляет 50 % общего фосфора.

Кроме того, во время сбраживания полностью гибнут семена сорняков, которые всегда содержатся в навозе, уничтожаются микробные ассоциации, яйца гельминтов, нейтрализуется неприятный запах, т. е. достигается актуальный на сегодня экологический эффект.

Энергетическое использование отходов водоочистки в соединении с ископаемым топливом

В странах Западной Европы более 20 лет активно занимают практическим решением проблемы утилизации отходов водоочистных сооружений.

Одной из распространенных технологий утилизации ОСВ является их использование в сельском хозяйстве в качестве удобрений. Её доля в общем количестве ОСВ колеблется от 10 % в Греции до 58 % во Франции, составляя в среднем 36,5 %.

Сжигание осадка в котлах позволит решить экологическую проблему, связанную с его хранением, получить дополнительную энергию при его сжигании, а, следовательно, снизить потребность в топливно-энергетических ресурсах и инвестициях. Полужидкие отходы целесообразно использовать для получения энергии на ТЭЦ в качестве добавки к ископаемому топливу, например, углю.

Сжигание в циклонной топке на основе имеющихся, но не используемых барабанных сушильных печей очистных сооружений (русская технология «Техэнергохим-пром», г. Бердск);

Сжигание в циклонной топке на основе имеющихся, но не используемых барабанных котлов очистных сооруже-

ний (российская технология «Сибтехэнерго», г. Новосибирск и «Бийскэнергомаш», г. Барнаул);

Раздельное сжигание в многоступенчатой топке нового типа (западная технология «NESA», Бельгия);

Раздельное сжигание в топке с кипящим слоем нового типа (западная технология «Segher», Бельгия);

Раздельное сжигание в новой циклонной топке (западная технология фирмы «teinmuller», Германия);

Совместное сжигание на имеющейся ТЭЦ, работающей на угле; хранение высушенных отходов в хранилище.

В варианте 7 предполагается, что, после сушки до 10% содержания влаги и термической обработки, отходы водочистки в размере 130 тыс. т в год биологически безопасны и будут храниться на площадях рядом с очистными сооружениями. Здесь учитывалось создание на воочистных сооружениях замкнутой системы обработки воды с возможностью её расширения при увеличении объемов обрабатываемых отходов, а также необходимость по строения системы подачи отходов. Затраты по этому варианту сопоставимы с вариантами сжигания отходов.

Выработка электроэнергии от солнца (гелиоэлектростанции)

Гелиоэлектростанции (ГЕЭС) солнечные установки, использующие высококонцентрированное солнечное излучение в качестве энергии для приведения в действие тепловых и др. машин (паровой, газотурбинной, термоэлектрической и др.).

Между тем, людям уже сегодня нужны чистые, дешёвые и безопасные источники энергии. Нобелевский лауреат в области физики полупроводников академик Ж. И. Алфёров лет 15 назад на годичном Общем собрании Ака-

демии Наук СССР сообщил, что, если бы на развитие альтернативных источников энергии было затрачено только 15 % средств, брошенных на развитие атомной энергетики. Таким образом, использование солнечной энергии является одним из весьма перспективных направлений энергетики. Экологичность, возобновимость ресурсов, отсутствие затрат на капремонт фотомодулей как минимум в течение первых 30 лет эксплуатации, в перспективе снижение стоимости относительно традиционных методов получения электроэнергии всё это является положительными сторонами солнечной энергетики.

Энергия солнца

Проблема освоения нетрадиционных и возобновляемых источников энергии становится всё более актуальной. Нетрадиционные возобновляемые источники энергии включают солнечную, ветровую, геотермальную энергию, биомассу и энергию Мирового океана.

В последнее десятилетие интерес к этим источникам энергии постоянно возрастает, поскольку во многих отношениях они неограниченны. По мере того как поставки топлива становятся менее надёжными и более дорогостоящими, эти источники становятся всё более привлекательными и более экономичными. Повышение цен на нефть и газ послужило главной причиной того, что человек вновь обратил свое внимание на воду, ветер и Солнце.

В последнее время интерес к проблеме использования солнечной энергии резко возрос, и, хотя этот источник также относится к возобновляемым, внимание, удивляемое ему во всем мире, заставляет рассмотреть его возможности отдельно. Потенциальные возможности энергетики, основанной на применении непосредственно солнечного излучения, чрезвычайно велики.

Использование всего 0,0005 % энергии Солнца могло

бы обеспечить все сегодняшние потребности мировой энергетики, а 0,5 % полностью покрыть потребности на перспективу.

Солнечная энергия кинетическая энергия излучения (в основном света), образующаяся в результате реакций в недрах Солнца. Поскольку её запасы практически неисчерпаемы (носятся к возобновляемым энергоресурсам. В естественных экосистемах лишь небольшая часть солнечной энергии поглощается хлорофиллом, содержащимся в листьях растений, и используется для фотосинтеза, т. е. образования органического вещества из углекислого газа и воды. Таким образом, она улавливается и запасается в виде потенциальной энергии органических веществ. За счёт их разложения удовлетворяются энергетические потребности всех остальных компонентов экосистем.

Подсчитано, что небольшого процента солнечной энергии вполне достаточно для обеспечения нужд транспорта, промышленности и нашего быта не только сейчас, но и в обозримом будущем. Более того, независимо от того, будем мы её использовать или нет, на энергетическом балансе Земли и состоянии биосферы это никак не отразится.

Однако солнечная энергия падает на всю поверхность Земли, нигде не достигая особой интенсивности. Потому её нужно уловить на сравнительно большой площади, сконцентрировать и превратить в такую форму, которую можно использовать для промышленных, бытовых и транспортных нужд. Кроме того, надо уметь запасать солнечную энергию, чтобы поддерживать энергоснабжение и ночью, и в пасмурные дни. Перечисленные трудности и затраты, необходимые для их преодоления, привели к мнению о непрактичности этого энергоресурса, по крайней мере сегодня. Однако во многих случаях проблема преувеличивается. Главное использовать солнечную энергию так, чтобы её стоимость была минимальна или вообще равнялась

нулю. По мере совершенствования технологий и удорожания традиционных энергоресурсов эта энергия будет находить всё новые области применения.

Световое излучение можно улавливать непосредственно, когда оно достигает Земли. Это называется прямым использованием солнечной энергии. Кроме того, она обеспечивает круговорот воды, циркуляцию воздуха и накопление органического вещества в биосфере. Значит, обращаясь к этим энергоресурсам, мы, по сути, занимаемся непрямым использованием солнечной энергии.

Прямое преобразование солнечной энергии в электрическую может быть осуществлено с использованием фотоэлектрического эффекта. Элементы, изготовленные из специального полупроводникового материала, например, кремния, при прямом солнечном облучении обнаруживают разность в вольтаже на поверхности, т. е. наличие электрического тока.

Предложен метод использования солнечной энергии без использования системы аккумуляторов, основанный на преобразовании разницы температур на поверхности и в глубине океана в электрическую энергию.

Американские эксперты считают многообещающей солнечную термоэнергию, для производства которой используются солнечные рефлекторы, собирающие и концентрирующие тепло и свет, при посредстве которых нагревается вода. Например, в России, на Ковровском механическом заводе (г. Жуковск), выпускают солнечные тепловые коллекторы для подогрева воды производителем меньше (и, вырабатываемой с их помощью стоил 60 долларов, в 1980 г. 1 доллар, сейчас 20 30 центов). Благодаря этому спрос на солнечные батареи растёт на 25 % в год, ежегодный объём их продажи превышает (по мощности) 40 МВт. КПД солнечных батарей, достигавший в середине 1970 х гг. в лабораторных условиях 18 %, составляет в настоящее

время 28,5 % для элементов из кристаллического кремния и 35 % из двухслойных пластин из арсенида галлия и антипода галлия. Разработаны многообещающие элементы из тонкопленочных (1–2 мкм) полупроводниковых материалов: хотя их КПД низок (не выше 16 % даже в лабораторных условиях), стоимость очень мала (не более 10 % стоимости современных солнечных батарей).

Солнечная энергия может быть использована для теплоснабжения (горячего водоснабжения, отопления), сушки различных продуктов и материалов, в сельском хозяйстве, в технологических процессах в промышленности.

Представляется, что прямое преобразование солнечной энергии станет краеугольным камнем энергетической системы. Хотя в настоящее время фотогальванические солнечные системы малоэффективны и получаемая на них энергия в 4 раза дороже гелиотермической, но они тем не менее используются во многих отдаленных районах. Вполне вероятно, что стоимость электроэнергии, получаемой этим способом, быстро снизится. В ближайшее время могут появиться системы с КПД, приближающимся к 20%, а к концу текущего десятилетия ученые надеются довести стоимость 1 кВт / ч электроэнергии до 10 центов.

Технически концентрацию солнечного излучения можно осуществить с помощью различных оптических элементов зеркал, линз, световодов и др. Основным энергетическим показателем концентратора солнечного излучения является коэффициент концентрации, который определяется как отношение средней плотности сконцентрированного излучения к плотности лучевого потока, который падает на отражающую поверхность при условии точной ориентации на Солнце.

Наиболее экономичная возможность использования солнечной энергии направлять её на получение вторичных

видов энергии в солнечных районах земного шара. Полученное жидкое или газообразное топливо можно будет перекачивать по трубопроводам или перевозить танкерами в другие районы.

Использование любого вида энергии и производство электроэнергии сопровождаются образованием многих загрязнителей воды и воздуха. И если верно, что любой вид человеческой деятельности неизбежно оказывает вредное воздействие на природу, то степень этого вреда различна. Мы не можем не влиять на среду, в которой живем, поскольку для поддержания жизненных процессов необходимо поглощать и использовать энергию.

Перспективы солнечной энергетики. Использование солнечной энергии может быть полезно в нескольких отношениях. Во первых, при замене ею ископаемого топлива уменьшается загрязнение воздуха и воды. Во-вторых, замена ископаемого топлива означает сокращение импорта топлива, особенно нефти. В-третьих, заменяя атомное топливо, мы снижаем угрозу распространения атомного оружия. Наконец, солнечные источники могут обеспечить нам некоторую защиту, уменьшая нашу зависимость от бесперебойного снабжения топливом. Несомненно, некоторый ущерб окружающей среде может наноситься также добычей руды, изготовлением аккумуляторных батарей и гораздо большим количеством проводов и линий передачи, необходимых для сбора электроэнергии от многочисленных ее источников. Но в целом, если учесть все затраты на охрану среды, они окажутся очень малыми.

Обзор различных альтернативных источников энергии показывает, что на пороге широкомасштабного промышленного внедрения находятся ветротурбины и солнечные батареи. Если добавить к этому энергосбережение, есть надежда решить встающие энергетические проблемы, таким образом, строительство новых атомных и тепловых

электростанций вовсе не обязательно. Что же касается оталенного будущего, то в первую очередь следует разрабатывать системы запасания энергии, вырабатываемой солнечными и ветровыми станциями.

Выработка электроэнергии от природного тепла Земли (геотермальные электростанции)



Рис. 2. Геотермальные электростанции

Геотермальная энергия это энергия, получаемая из природного тепла Земли. Достичь этого тепла можно с помощью скважин. Геотермический градиент в скважине возрастает на $1\text{ }^{\circ}\text{C}$ каждые 36 метров. Это тепло доставляется на поверхность в виде пара или горячей воды. Такое тепло может использоваться как непосредственно как для обогрева домов и зданий, так и для производства электроэнергии. Термальные регионы имеются во многих частях мира.

Геотермальные электростанции и геотермальные ресурсы

Чем глубже скважина, тем выше температура, но в некоторых местах геотермальная температура поднимается быстрее. Такие места обычно находятся в зонах повышенной сейсмической активности, где сталкиваются или разрываются тектонические плиты. Именно поэтому наиболее перспективные геотермальные ресурсы находятся в зонах вулканической активности. Чем выше геотермический градиент, тем дешевле обходится добыча тепла, за счёт уменьшения расходов на бурение и качание. В наиболее благоприятных случаях, градиент может быть настолько высок, что поверхностные воды нагреваются до нужной температуры. Примером таких случаев служат гейзеры и горячие источники.

Ниже земной коры находится слой горячего и расплавленного камня называемый магмой. Тепло возникает там, прежде всего, за счёт распада природных радиоактивных элементов, таких как уран и калий. Энергетический потенциал тепла на глубине 10 000 метров в 50 000 раз больше энергии, чем все мировые запасы нефти и газа.

Зоны наивысших подземных температур находятся в регионах с активными и молодыми вулканами. Такие «горячие точки» находятся на границах тектонических плит или в местах, где кора настолько тонка, что пропускает тепло магмы. Множество горячих точек находится в зоне Тихоокеанского кольца, которое ещё называют «огненное кольцо» из за большого количества вулканов.

Геотермальные электростанции способы использования геотермальной энергии

Существует два основных способа использования геотермальной энергии: прямое использование тепла и производство электроэнергии. Прямое использование тепла явля-

ется наиболее простым и поэтому наиболее распространенным способом. Практика прямого использования тепла широко распространена в высоких широтах на границах тектонических плит, например, в Исландии и Японии. Водопровод в таких случаях монтируется непосредственно в глубинные скважины. Получаемая горячая вода применяется для подогрева дорог, сушки одежды и обогрева теплиц и жилых строений. Способ производства электричества из геотермальной энергии очень похож на способ прямого использования. Единственным отличием является необходимость в более высокой температуре (более 150 °С).

Геотермальные электростанции источники геотермальной энергии

Сухая нагретая порода. Для того, чтобы использовать, расширяются существующие в породе изломы, и создается подземный резервуар пара или горячей воды.

Магма расплавленная масса, образующаяся под корой Земли. Температура магмы достигает 1 200 °С. Несмотря на то, что небольшие объёмы магмы находятся на доступных глубинах, практические методы получения энергии из магмы находятся на стадии разработки.

Горячие, находящиеся под давлением, подземные воды, содержащие растворенный метан. В производстве электроэнергии используются и тепло, и газ.

Геотермальные электростанции принципы работы

В настоящее время существует три схемы производства электроэнергии с использованием гидротермальных ресурсов: прямая с использованием сухого пара, непрямая с использованием водяного пара и смешанная схема производства (бинарный цикл). Тип преобразования зависит от состояния среды (пар или вода) и её температуры. Первыми

были освоены электростанции на сухом пару. Для производства электроэнергии на них пар, поступающий из скважины, пропускается непосредственно через турбину / генератор. Электростанции с непрямым типом производства электроэнергии на сегодняшний день являются самыми распространенными. Они используют горячие подземные воды (температурой до 182 °С) которая закачивается при высоком давлении в генераторные установки на поверхности. Геотермальные электростанции со смешанной схемой производства отличаются от двух предыдущих типов геотермальных электростанций тем, что пар и вода никогда не вступают в непосредственный контакт с турбиной / генератором.

Геотермальные электростанции, работающие на сухом пару

Паровые электростанции работают преимущественно на гидротермальном пару. Пар поступает непосредственно в турбину, которая питает генератор, производящий электроэнергию. Использование пара позволяет отказаться от сжигания ископаемого топлива (также отпадает необходимость в транспортировке и хранении топлива). Это старейшие геотермальные электростанции. Первая такая электростанция была построена в Лардерелло (Италия) в 1904 году, она действует и в настоящее время. Паровая технология используется на электростанции «Гейзерс» в Северной Калифорнии это самая крупная геотермальная электростанция в мире.

Для производства электричества на таких заводах используются перегретые гидротермы (температура выше 182 °С). Гидротермальный раствор нагнетается в испаритель для снижения давления, из за этого часть раствора очень быстро выпаривается. Полученный пар приводит в действие турбину. Если в резервуаре остается жидкость, то её

можно выпарить в следующем испарителе для получения еще большей мощности.

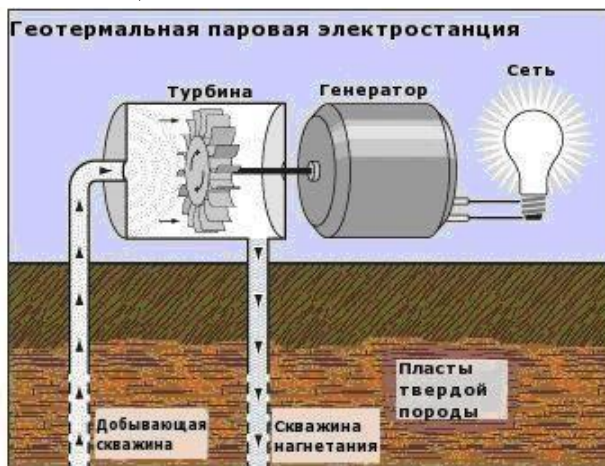


Рис. 3. Геотермальные электростанции на парогидротермах

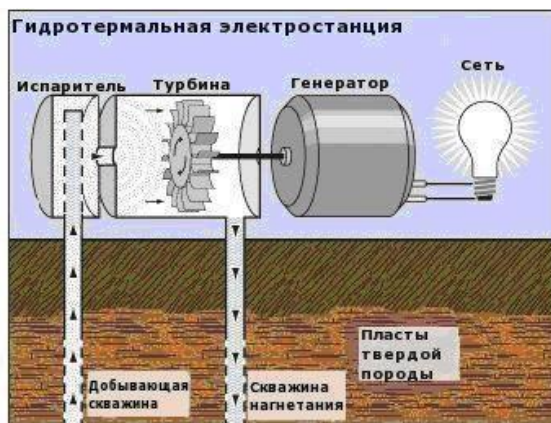


Рис. 4. Геотермальные электростанции с бинарным циклом производства электроэнергии

Большинство геотермальных районов содержат воду

умеренных температур (ниже 200 °С). На электростанциях с бинарным циклом производства эта вода используется для получения энергии. Горячая геотермальная вода и вторая, дополнительная жидкость с более низкой точкой кипения, чем у воды, пропускаются через теплообменник. Тепло геотермальной воды выпаривает вторую жидкость, пары которой приводят в действие турбины. Так как это замкнутая система, выбросы в атмосферу практически отсутствуют. Воды умеренной температуры являются наиболее распространенным геотермальным ресурсом, поэтому большинство геотермальных электростанций будущего будут работать на этом принципе.

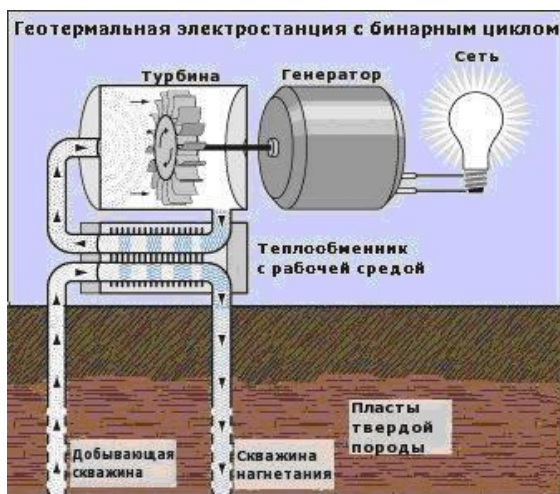


Рис. 5. Будущее геотермального электричества

Резервуары с паром и горячей водой являются лишь малой частью геотермальных ресурсов. Земная магма и сухая твердая порода обеспечат дешёвой, чистой практически неиссякаемой энергией, как только будут разработаны соответствующие технологии по их утилизации. До тех пор, самыми распространенными производителями

гео термальной электроэнергии будут электростанции с бинарным циклом.

Получение электроэнергии приливов и отливов (приливные электростанции)

Веками люди размышляли над причиной морских приливов и отливов. Сегодня мы достоверно знаем, что могучее природное явление ритмичное движение морских вод вызывают силы притяжения Луны и Солнца. Приливные волны таят в себе огромный энергетический потенциал 3 млрд. кВт.

Идея использования энергии приливов появилась у наших предков добрую тысячу лет назад. Правда, строили они тогда не ПЭС, а приливные мельницы. Одна из таких мельниц, упоминаемая еще в документах 1086 года, сохранилась в местечке Илинг, на юге Англии. В России первая приливная мельница появилась на Беломорье в XVII веке.

В XX веке ученые задумались над использованием потенциала приливов в электроэнергетике. Достоинства приливной энергии неоспоримы. Приливные станции можно строить в труднодоступных местах в прибрежной зоне, они не загрязняют атмосферу вредными выбросами в отличие от тепловых станций, не затапливают земель в отличие от гидроэлектростанций и не представляют потенциальной опасности в отличие от атомных станций.

Приливная электростанция (ПЭС) - электростанция, преобразующая энергию морских приливов в электрическую. ПЭС использует перепад уровней «полной» и «малой» воды во время прилива и отлива. Перекрыв плотиной, залив или устье впадающей с море (океан) реки (образовав водоём, называют бассейном ПЭС), можно при достаточно высокой амплитуде прилива создать напор, достаточный

для вращения гидротурбин и соединённых с ними гидрогенераторов, размещенных в теле плотины. При одном бассейне и правильном полусуточном цикле приливов ПЭС может вырабатывать электроэнергию непрерывно в течение 4 – 5 ч. с перерывами соответственно 2 1 ч. четырежды за сутки (такая ПЭС называется однобассейновой двустороннего действия). Для устранения неравномерности выработки электроэнергии бассейн ПЭС можно разделить плотиной на два или три меньших бассейна, в одном из которых поддерживается уровень «малой», а в другом «полной» воды; третий бассейн резервный; гидроагрегаты устанавливаются в теле разделительной плотины. Но и эта мера полностью не исключает пульсации энергии, обусловленной цикличностью приливов в течение полумесячного периода. При совместной работе в одной энергосистеме с мощными тепловыми (в т. ч. и атомными) электростанциями, энергия, вырабатываемая ПЭС, может быть использована для участия в покрытии пиков нагрузки энергосистемы, а входящие в эту же систему ГЭС, имеющие водохранилища сезонного регулирования, могут компенсировать внутримесячные колебания энергии приливов.

На ПЭС устанавливают капсульные гидроагрегаты, которые могут использоваться с относительно высоким КПД в генераторном (прямом и обратном) и насосном (прямом и обратном) режимах, а также в качестве водопропускного отверстия. В часы, когда малая нагрузка энергосистемы совпадает по времени с «малой» или «полной» водой в море, гидроагрегаты ПЭС либо отключены, либо работают в насосном режиме подкачивают воду в бассейн выше уровня прилива (или откачивают ниже уровня отлива) и таким образом аккумулируют энергию до того момента, когда в энергосистеме наступит пик нагрузки.

В случае если, прилив или отлив совпадает по времени

с максимумом нагрузки энергосистемы, ПЭС работает в генераторном режиме. Таким образом, ПЭС может использоваться в энергосистеме как пиковая электростанция.

Впервые в мировой практике гидротехнического строительства станция была возведена наплавным способом, который потом широко стал использоваться при строительстве подводных туннелей, нефтегазовых платформ, прибрежных ГЭС, ТЭС, АЭС и защитных гидротехнических комплексов.

В отличие от гидроэнергии рек, средняя величина приливной энергии мало меняется от сезона к сезону, что позволяет приливным электростанциям более равномерно обеспечивать энергией промышленные предприятия.

Пока энергия приливных электростанций обходится дороже энергии тепловых электростанций, но при более рациональном осуществлении строительства гидросооружений этих станций стоимость вырабатываемой ими энергии вполне можно снизить до стоимости энергии речных электростанций. Поскольку запасы приливной энергии планеты значительно превосходят полную величину гидроэнергии рек, можно полагать, что приливная энергия будет играть заметную роль в дальнейшем прогрессе человеческого общества.

В России выполнены проекты Тугурской ПЭС мощностью 8,0 ГВт и Пенжинской ПЭС мощностью 87 ГВт на Охотском море, энергия которых может быть передана в энергодефицитные районы Юго Восточной Азии. На Белом море проектируется Мезенская ПЭС мощностью 11,4 ГВт, энергию которой предполагается направить в Западную Европу по объединённой энергосистеме " Восток Запад ".

Наплавная " российская " технология строительства ПЭС позволяет на треть снизить капитальные затраты по сравнению с классическим способом строительства гидротехнических сооружений за перемычками.

Приливные электростанции не оказывают вредного воздействия на человека:

- нет вредных выбросов (в отличие от ТЭС)
- нет затопления земель и опасности волны прорыва в нижний бьеф (в отличие от ГЭС)
- нет радиационной опасности (в отличие от АЭС)
- влияние на ПЭС катастрофических природных и социальных явлений (землетрясения, наводнения, военные действия) не угрожают населению в примыкающих к ПЭС районах.

Подобная технология особенно выгодна для островных территорий, а также для стран, имеющих протяженную береговую линию.

Экологическая безопасность:

- плотины ПЭС биологически проницаемы
- пропуск рыбы через ПЭС происходит практически беспрепятственно
- натурные испытания на Кислогубской ПЭС не обнаружили погибшей рыбы или её повреждений (исследования Полярного института рыбного хозяйства и океанологии)
- основная кормовая база рыбного стада планктон: на ПЭС гибнет 5-10 % планктона, а на ГЭС 83-99 %
- снижение солености воды в бассейне ПЭС, определяющее экологическое состояние морской фауны и льда составляет 0,05-0,07 %, т. е. практически неощутимо
- ледовый режим в бассейне ПЭС смягчается
- в бассейне исчезают торосы и предпосылки к их образованию
- не наблюдается нажимного действия льда на сооружение
- размыв дна и движение наносов полностью стабилизируются в течение первых двух лет эксплуатации
- наплавной способ строительства дает возможность

не возводить в створах ПЭС временные крупные стройбазы, сооружать перемычки и прочее, что способствует сохранению окружающей среды в районе ПЭС

- исключен выброс вредных газов, золы, радиоактивных и тепловых отходов, добыча, транспортировка, переработка, сжигание и захоронение топлива, предотвращение сжигания кислорода воздуха, затопление территорий, угроза волны прорыва

- ПЭС не угрожает человеку, а изменения в районе её эксплуатации имеют лишь локальный характер, причём, в основном, в положительном направлении.

- Энергетическая характеристика приливных электростанций.

Использование великих сил приливов и отливов Мирового океана, даже самих океанских волн интересная проблема. К решению её ещё только приступают. Тут многое предстоит изучать, изобретать и конструировать.

Получение электроэнергии от морской волны

Энергия морских волн. В основе работы волновых энергетических станций лежит воздействие волн на рабочие органы, выполненные в виде поплавков, маятников, лопастей, оболочек и т. п. Механическая энергия их перемещений с помощью электрогенераторов преобразуется в электрическую.

Еще один возобновляемый источник энергии морские волны. Общепринятой в настоящее время считается точка зрения, что энергию волн целесообразно использовать в открытом море, а не у берегов, где она снижается вследствие трения и обратной циркуляции воды. Преобразование энергии морских волн в электрическую производится с помощью воздушных или гидравлических турбин.

Попутно крупные волновые станции могут быть использованы для волнозащиты морских буровых платформ, открытых рейдов, марикультурных хозяйств. Началось промышленное использование волновой энергии. В мире уже около 400 маяков и навигационных буев получают питание от волновых установок. В Индии от волновой энергии работает плавучий маяк порта Мадрас. В Норвегии с 1985 г. действует первая в мире промышленная волновая станция мощностью 850 кВт. В 2002 г. введена в эксплуатацию волновая опытная электростанция в Португалии, которая при воздействии волн высотой до 5 м вырабатывает в год 6 10 млн кВт / ч электроэнергии.

В волновых установках с пневматическими преобразователями под действием волн воздушный поток периодически изменяет свое направление на обратное. Для этих условий и разработана турбина Уэллса, ротор которой обладает выпрямляющим действием, сохраняя неизменным направление своего вращения при смене направления воздушного потока, следовательно, поддерживается неизменным и направление вращения генератора. Турбина нашла широкое применение в различных волноэнергетических установках. Волновая энергетическая установка Каймей.

Создание волновых электростанций определяется оптимальным выбором акватории океана с устойчивым запасом волновой энергии, эффективной конструкцией станции, в которую встроены устройства сглаживания неравномерного режима волнения. Считается, что эффективно волновые станции могут работать при использовании мощности около 80 кВт / м. Как показывает накопленный мировой опыт, удельные капиталовложения в строительство волновой электростанции достигают \$ 5000 / кВт, и вырабатываемая ими электроэнергия пока в 2-3 раза дороже традиционной, но в будущем ожидается значительное снижение её стоимости. Установки с пневматическим преобразователем.

Волновая энергетическая установка Каймей (Морской свет) самая мощная действующая энергетическая установка с пневматическими преобразователями построена в Японии в 1976 г. Она использует волнение высотой до 6-10 м. На барже длиной 80 м, шириной 12 м, высотой в носовой части 7 м, в кормовой 2,3 м, водоизмещением 500 т установлены 22 воздушных камеры, открытые снизу; каждая пара камер работает на одну турбину Уэллса. Общая мощность установки 1000 кВт. Первые испытания были проведены в 1978-1979 гг. близ города Цуруока. Энергия передавалась на берег по подводному кабелю длиной около 3 км. Норвежская промышленная волновая станция.

Конструкция второй установки состоит из конусовидного канала в ущелье длиной около 170 м с бетонными стенками высотой 15 м и шириной в основании 55 м, входящего в резервуар между островами, отделенный от моря дамбами, и плотины с энергетической установкой. Волны, проходя по сужающемуся каналу, увеличивают свою высоту с 1,1 до 15 м и вливаются в резервуар площадью 5500 кв. м, уровень которого на 3 м выше уровня моря. Из резервуара вода проходит через низконапорные гидротурбины мощностью 350 кВт. Станция ежегодно производит до 2 млн. кВт / ч электроэнергии. Английский Моллюск.

Проект, известный под названием утка Солтера, представляет собой преобразователь волновой энергии. Рабочей конструкцией является поплавок (утка), профиль которого рассчитан по законам гидродинамики. В проекте предусматривается монтаж большого количества крупных поплавков, последовательно укрепленных на общем валу. Под действием волн поплавки приходят в движение и возвращаются в исходное положение силой собственного веса. При этом приводятся в действие насосы внутри вала, заполненного специально подготовленной водой. Через систему труб различного диаметра создается разность давления,

приводящая в движение турбины, установленные между поплавками и поднятые над поверхностью моря. Вырабатываемая электроэнергия передается по подводному кабелю. Для более эффективного распределения нагрузок на валу следует устанавливать 20-30 поплавков.

В СССР модель волнового плота испытывалась в 700-х гг. на Чёрном море. Она имела длину 12 м, ширину по плавкам 0,4 м. На волнах высотой 0,5 м и длиной 10-15 м установка развивала мощность 150 кВт. Утка Солтера.

Большое внимание приобрела океанотермическая энергоконверсия (ОТЭК), т. е. получение электроэнергии за счёт разности температур между поверхностными и засасываемыми насосом глубинными океанскими водами, например, при использовании в замкнутом цикле турбины таких легкоиспаряющихся жидкостей как пропан, фреон или аммоний. В какой-то мере аналогичными, но как пока кажется, вероятно, более далекими представляются перспективы получения электроэнергии за счёт различия между солёной и пресной, например, морской и речной водой.

Вопросы для повторения:

1. Основная задача плана ГОЭЛРО.
2. Основные мероприятия по развитию энергетики России.
3. Какие основные особенности.
4. Задачи сельского электроснабжения.
5. Развитие электрификации Брянской области.
6. Как производят электроэнергию?
6. Какие бывают электростанции?
7. Какие электростанции будут строить в перспективе?
8. Технологический процесс производства, распределения и потребления электроэнергии.
9. Какое топливо используется на электростанциях?

10. Что такое возобновляемые источники энергии?
11. На каких электростанциях будут получать электроэнергию в будущем?
12. Как получаю электроэнергию на гелиостанциях, ВЭС, ГЭС, АЭС, приливов и отливов, геотермальных, бытовых отходов и других?
13. Как работает синхронный генератор на ГЭС, ТЭС?
14. Как работает турбина на электростанциях?

1.1.4 Типы электростанций и подстанций

В зависимости от вида используемой первичной энергии электростанции делят на следующие основные типы: тепловые (ТЭС), гидроэлектрические (ГЭС), атомные (АЭС), ветроэлектрические (ВЭС), приливные (ПЭС), геотермальные, в которых используется теплота подземных вод или магмы, а также солнечные (гелиоэлектростанции).

В нашей стране наиболее распространены тепловые электростанции; именно от них получают наибольшее количество электроэнергии свыше 80%.

На тепловых электростанциях (рис. 7, а) химическая энергия сгоревшего топлива сначала превращается в тепловую. Полученная тепловая энергия преобразуется в механическую, с помощью которой уже вырабатывается электроэнергия. В качестве топлива обычно используют уголь, торф, газ, нефть и ее производные (чаще всего мазут).

Топливо, например, уголь, подается по эстакаде 1 в бункер 2. Затем на мельнице 3 уголь превращается в пыль, которая сжигается в топках специального котла 4. Котлы представляют собой сложные инженерные сооружения и могут выдавать до 1000 т пара в час. В котлах получают перегретый пар с температурой до 873 К (600 °С) и давле-

нием до 284000 гПа, который поступает в паровую турбину 5 и вращает ее. В свою очередь, турбина вращает вал генератора 6; на его выходе получают электроэнергию. Во всех звеньях этой длинной цепи преобразований наблюдаются значительные потери энергии, поэтому коэффициент полезного действия ТЭС невысок (в лучшем случае достигает 40 %).

Различают два вида паровых турбин: конденсационные и теплофикационные. В конденсационных турбинах энергия пара, за исключением потерь, используется полностью для выработки электроэнергии. В теплофикационных турбинах часть пара, еще не успевшего отдать всю энергию, выводится для использования его в качестве теплоносителя.

Таким образом, в зависимости от типа установленной турбины ТЭС делят на конденсационные (КЭС), которые вырабатывают только электроэнергию, и теплоэлектроцентрали (ТЭЦ), от которых получают, кроме электрической энергии, теплоту. Ее подают по специальным паропроводам для использования на технологические нужды предприятий или для отопления.

Крупные КЭС, обслуживающие большие промышленные и сельскохозяйственные районы, называют государственными районными электростанциями (ГРЭС). Они обычно характеризуются весьма значительной мощностью (от нескольких сотен до миллионов киловатт). ГРЭС строят в тех местах, где есть запасы дешевого топлива (низкокалорийные угли, торф, природный газ, сланцы), а энергию передают в районы потребления на значительные расстояния.

Теплоэлектроцентрали обычно расположены вблизи или на территории крупных городов либо предприятий мощных потребителей теплоты, которую невозможно передавать на значительные расстояния вследствие больших потерь.

На гидроэлектрических станциях (рис. 6, б) механическая энергия падающей воды с помощью блока 9 турбина генератор преобразуется в электрическую. По сравнению с ТЭС гидроэлектростанции вырабатывают более дешевую электроэнергию, но зато капитальные вложения в строительство ГЭС в несколько раз больше, чем для ТЭС.

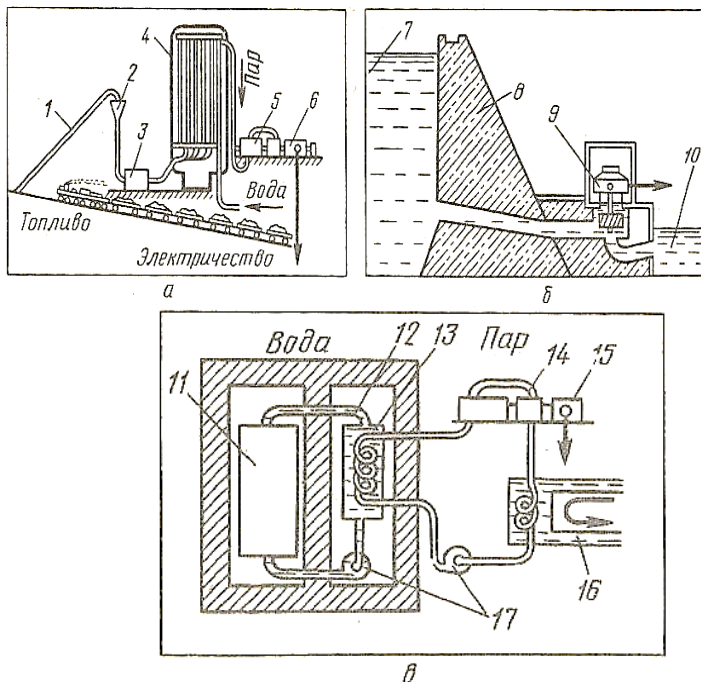


Рис. 6. Типы электростанций:

А) тепловая (ТЭС); Б) гидроэлектрическая (ГЭС);

В) атомная (АЭС): 1 эстакада; 2 -бункер; 3 мельница;

4 котел; 5 и 14 паровая турбина; 6 и 15 электрический генератор; 7 и 10 верхний и нижний бьефы; 8 плотина; 9 блок турбина-генератор; 11 – атомный реактор; 12 теплоноситель; 13 теплообменник; 16 охладитель; 17 – насосы.

Мощность ГЭС зависит от количества и скорости

воды, проходящей через турбину. Поэтому очень важно создать максимально возможный напор воды. Напор, определяемый разностью в высоте между положением поверхности воды до турбины (верхний бьеф 7) и после нее (нижний бьеф 10), создается за счет плотины 8 либо с помощью специальных каналов, тоннелей и других искусственных водотоков, называемых деривационными сооружениями. Поэтому на равнинных реках с небольшим уклоном местности строят гидростанции приплотинного типа, а в горах деривационные ГЭС. При строительстве последних, однако, не исключается применение плотин.

Для лучшего использования энергии ГЭС желателен регулируемый сток воды (если это возможно по геологическим условиям местности).

На атомных электростанциях (рис. 6, в) электроэнергию вырабатывает генератор 15, вращаемый паровой турбиной 14. Тепловую энергию для производства пара получают в атомных котлах путем расщепления урана-235. Из 1 кг урана можно получить 21,6 млн кВт·ч энергии (1 кВт·ч = 3,610⁶ Дж), что равноценно выделению энергии при сжигании примерно 3000 т угля.

Чтобы исключить проникновение радиоактивности в электроэнергетический блок и заражение внешней среды, АЭС обычно выполняют двухконтурными. В первом радиоактивном контуре тепловая энергия отбирается непосредственно в реакторе 11 и специальным теплоносителем 12 (вода, жидкий металл и др.) направляется в теплообменник 13, из которого она поступает во второй, нерадиоактивный, контур; отсюда перегретый пар подается на обычную турбину. Оба контура замкнуты. Благодаря такой конструкции радиоактивные выбросы на АЭС меньше допустимых по санитарным нормам.

Ветровые, приливные, геотермальные и солнечные

электростанции не имеют существенного народнохозяйственного значения. Из них наиболее распространены ВЭС небольшой мощности, которые используют в труднодоступных и пустынных местностях, на метеорологических станциях в горных районах и т. п.

Необходимое звено в общей системе электроснабжения трансформаторные подстанции (ТП), преобразующие электрическую энергию в целях ее более удобного использования и передачи.

Каждая подстанция состоит из силового трансформатора и следующей аппаратуры: коммутационной, сосредоточенной в распределительных устройствах (РУ); для защиты от аварийных и ненормальных режимов работы; системной автоматики. Строительная часть (здания, фундаменты, несущие конструкции, вспомогательные сооружения и т. д.), расположенная на территории подстанции, также входит в состав ТП.

Различают понижающие и повышающие подстанции. Понижающие подстанции принимают из системы электроэнергию высокого напряжения и преобразуют ее в энергию с напряжением, удобным для непосредственного использования или дальнейшего распределения. Для электроснабжения сельского хозяйства применяют преимущественно понижающие подстанции.

В зависимости от назначения и местоположения различают районные подстанции, обслуживающие целые сельскохозяйственные районы (район электрификации не обязательно совпадает с административными границами), и потребительские подстанции. От районных подстанций обычно отходят распределительные сети, которые питают потребительские подстанции с более низким выходным напряжением. Самые мелкие трансформаторные потребительские подстанции, расположенные непосредственно у

места потребления электроэнергии, называют еще трансформаторными пунктами.

Повышающие подстанции обычно сооружают на территории электростанции или в непосредственной близости от нее. Они преобразуют электроэнергию таким образом, чтобы ее можно было передавать на значительные расстояния.

Вопросы для повторения:

1. Какие типы электростанций предназначены для выработки электроэнергии?
2. Откуда получают электроэнергию сельскохозяйственные потребители?
3. Почему энергию передают на большие расстояния при повышенном напряжении?
4. Какие номинальные значения частоты и напряжения применяют в сельскохозяйственных установках?
5. Почему номинальное напряжение генераторов выше, чем приемников?
6. Зачем нужна подстанция?
7. Какие номинальные параметры вы знаете?
8. Номинальная шкала напряжения и мощностей.
9. Типы электростанций и п/ст.

1.1.5 Качество электроэнергии и его показатели

Обеспечение требуемых качеств электроэнергии, надежности и экономичности электроснабжения — основные задачи сельского электроснабжения.

Качество электрической энергии при питании электроприемников от трехфазных электрических сетей общего назначения, то есть для основного варианта сельского электроснабжения, определяется стабильностью и уровнями частоты тока и напряжения у потребителей, а также степенью несимметрии и несинусоидальности (искажения

формы кривой по сравнению с синусоидой) напряжений.

Изменение частоты в пределах нескольких процентов номинальной в основном влияет только на работу асинхронных двигателей. При снижении частоты тока соответственно уменьшается частота вращения электродвигателей, несколько увеличиваются ток, максимальный момент и нагрев двигателя, а при увеличении частоты — наоборот. Однако при небольших изменениях частоты нормальная работа электродвигателей и большинства других электроприемников практически не нарушается.

Нормы качества электрической энергии регламентирует ГОСТ 13109—87.

В соответствии с ГОСТом отклонения частоты тока (под отклонением частоты понимают разность между ее фактическим и номинальным значениями) в нормальном режиме, т. е. не менее 95 % времени суток, не должны превышать $\pm 0,1$ Гц (допускается временное увеличение отклонения частоты до $\pm 0,2$ Гц). Указанные нормы не распространяются на электроприемники, присоединенные к сетям автономно работающих электростанций мощностью до 1000 кВт. Для них считаются допустимыми отклонения частоты в пределах $\pm 0,5$ Гц, а при мощности до 250 кВт — в пределах ± 2 Гц.

Следует отметить, что поддержание частоты в требуемых пределах практически не относится к основным задачам сельского электроснабжения, так как система сельского электроснабжения обеспечивает в первую очередь распределение, а не производство электроэнергии.

К числу важных задач сельского электроснабжения относится поддержание требуемых уровней напряжения у потребителей. Изменение напряжения, особенно сверх допустимого значения, оказывает значительное влияние на работу потребителей. Весьма чувствительны к этому освеще-

тельные приборы. При повышении напряжения сверх номинального резко снижается срок службы ламп накаливания, а при понижении заметно падает их световой поток. Для люминесцентных ламп, которые все более широко применяются в сельскохозяйственных осветительных установках, срок службы сокращается как при повышении, так и при понижении напряжения.

Изменение напряжения оказывает серьезное влияние на работу наиболее распространенных в сельскохозяйственном производстве короткозамкнутых асинхронных двигателей. При снижении напряжения уменьшается вращающий момент двигателя, который практически пропорционален квадрату напряжения, а также пусковой момент и несколько снижается частота вращения, увеличиваются ток и нагрев двигателя, из-за ускоренного износа изоляции уменьшается срок службы. При значительном снижении напряжения из-за уменьшения вращающего момента может произойти полная остановка (опрокидывание) нагруженного двигателя и соответственно нарушение технологического процесса. Если при этом двигатель не отключить от сети, он будет поврежден.

Снижение напряжения приводит к понижению мощности и, следовательно, к ухудшению нагрева электронагревательных приборов, работы телевизоров, радиоприемников, холодильников и других бытовых приборов. Повышение напряжения также вредно влияет на работу бытовых электроприборов, уменьшая в большинстве случаев срок их службы.

В соответствии с ГОСТом предусматриваются следующие нормы для отклонений напряжения у потребителей (под отклонением напряжения понимают разность между действительным значением напряжения в рассматриваемой точке сети и его номинальным значением). На зажимах электроприемников в течение не менее 95 % времени суток

допускаются нормальные отклонения напряжения в пределах $\pm 5\%$ номинального. Максимальные отклонения напряжения допускаются $\pm 10\%$.

Приведенные значения отклонений напряжения распространяются на все потребители, и в частности на потребители, питающиеся от сельских электрических сетей.

Для поддержания требуемых уровней напряжения у потребителей в системе сельского электроснабжения используются специальные устройства, обеспечивающие регулирование напряжения, в частности сетевые регуляторы различных типов, конденсаторы, включаемые последовательно и параллельно в сеть, а также регуляторы напряжения генераторов сельских электростанций.

Как указывалось, выше, на работу потребителей также оказывают влияние несимметрия напряжения и несинусоидальность формы его кривой. Несимметрия напряжения наблюдается в первую очередь в сельских электрических сетях напряжением 0,38/0,22 кВ, где преобладает однофазная нагрузка. В этих сетях даже нормальные режимы часто несимметричны.

В результате несимметрии отклонения напряжения у однофазных приемников, присоединенных к разным фазам, будут различны, а у некоторых могут выходить за допустимые пределы.

Несимметрия трехфазной системы напряжений характеризуется появлением в ней составляющих нулевой и обратной последовательностей. При этом токи обратной последовательности в трехфазных асинхронных электродвигателях могут достигать больших значений даже при малом значении напряжения обратной последовательности (из-за малого сопротивления обратной последовательности двигателей). Это приводит к дополнительному нагреву двигателей и сокращению сроков их службы. Несимметрия напряжений может вы-

звать также вибрацию двигателей, снижающую их долговечность. Поэтому в соответствии с ГОСТом нормальное значение коэффициента несимметрии напряжений (отношения напряжения обратной последовательности основной частоты к номинальному линейному напряжению) на зажимах трехфазных электроприемников длительно допускается в пределах до 2 % и максимально до 4 %.

Значение другого показателя несимметрии — коэффициента нулевой последовательности (отношения напряжения нулевой последовательности основной частоты к номинальному фазному напряжению) для трехфазных распределительных сетей, питающих однофазные осветительные и бытовые нагрузки, не должно превышать тех же величин.

Для уменьшения влияния несимметрии нагрузок на качество напряжения необходимо обеспечивать по возможности симметричное распределение однофазных приемников по фазам и включение более мощных из этих приемников на линейное напряжение. Этому способствует также увеличение площади сечения проводов, и в первую очередь нулевого провода, что обеспечивает уменьшение сопротивления и тока нулевой последовательности.

С этой же целью целесообразно вместо распространенных трансформаторов 10/0,4 кВ со схемой соединения обмоток «звезда— звезда—нуль» устанавливать трансформаторы со схемой «звезда-зигзаг—нуль». Наконец, можно использовать также специальные симметрирующие устройства.

Несинусоидальность формы кривой напряжения (появление в этой кривой высших гармоник) приводит к повышению нагрева асинхронных двигателей, к увеличению потерь мощности и энергии во всех элементах сетей. В соответствии с ГОСТом на зажимах электроприемников значение коэффициента несинусоидальности напряжения (отно-

шения действующего значения гармонического содержания несинусоидального напряжения к напряжению основной частоты) длительно допускается в пределах до 5 % и максимально до 10 %.

Учитывая, что вредное влияние-несинусоидальности напряжения проявляется практически только при несимметричных режимах, указанные выше мероприятия по устранению не симметрии одновременно полезны и для уменьшения влияния несинусоидальности напряжения.

Вопросы для повторения:

1. Качество электроэнергии и его показатели?
2. Какой должен быть уровень в напряжениях в сетях?
3. Какая чистота в сети применяется в России?
4. Что такое асимметрия фаз?
5. Как работают трехфазные и однофазная система в сетях?
6. Как работает синхронный генератор?

1.1.6 Номинальные параметры элементов схем электроснабжения

При анализе работы сети различают параметры элементов сети и параметры ее режимов. Параметрами элементов электрической сети являются сопротивления и проводимости, коэффициенты трансформации. К параметрам сети также относят электродвижущую силу (э.д.с.) источников и задающие токи (мощности) нагрузок. К параметрам режима относятся: значения частоты, токов в ветвях, напряжений в узлах, фазовых углов, полной, активной и реактивной мощностей электропередачи, а также значения, характеризующие несимметрию трехфазной системы напряжений или токов и несинусоидальность изменения напряжения и токов в течение периода основной частоты.

Под режимом сети понимается ее электрическое состояние.

Рассмотрим возможные режимы работы электрических систем.

При работе в нормальном установившемся режиме значения основных параметров (частоты и напряжения) равны номинальным или находятся в пределах допустимых отклонений от них, значения токов не превышают допустимых по условиям нагревания величин. Нагрузки изменяются медленно, что обеспечивает возможность плавного регулирования работы электростанций и сетей и удержание основных параметров в пределах допустимых норм. Отметим, что нормальным считается режим и при включении и отключении мощных линий или трансформаторов, а также для резкопеременных (ударных) нагрузок. В этих случаях после завершения переходного процесса, который продолжается доли секунды, вновь наступает установившийся нормальный режим, когда значения параметров в контрольных точках системы оказываются в допустимых пределах.

В переходном неустановившемся режиме система переходит из установившегося нормального состояния в другое установившееся с резко изменившимися параметрами. Этот режим считается аварийным и

наступает при внезапных изменениях в схеме и резких изменениях генераторных и потребляемых мощностей. В частности, это имеет место при авариях на станциях или сетях, например, при коротких замыканиях и последующем отключении поврежденных элементов сети, резком падении давления пара или напоров воды и т.д. Во время аварийного переходного режима параметры режима системы в некоторых ее контрольных точках могут резко отклоняться от нормированных значений.

П о с л е а в а р и й н ы й у с т а н о в и в ш и й с я р е-

ж и м наступает после локализации аварии в системе. Этот режим чаще всего отличается от нормального, так как в результате аварии один или несколько элементов системы (генератор, трансформатор, линия) будут выведены из работы. При послеаварийных режимах может возникнуть так называемый дефицит мощности, когда мощность генераторов в оставшейся в работе части системы меньше мощности потребителей. Параметры послеаварийного (форсированного) режима могут в той или иной степени отличаться от допустимых значений. Если значения этих параметров во всех контрольных точках системы являются допустимыми, то исход аварии считается благополучным. В противном случае исход аварии неблагоприятен и диспетчерская служба системы принимает немедленные меры к тому, чтобы привести параметры послеаварийного режима в соответствие с допустимыми.

Вопросы для повторения:

1. Номинальные параметры элементов схем электроснабжения?
2. Номинальная шкала напряжения?
3. Номинальная шкала мощностей?
4. Что такое симметричная и несимметричная нагрузка в сетях?
5. Что такое колебание и отклонение напряжения в электрических сетях?

1.1.7 Источники и схемы электроснабжения с/х районов

Совокупность электрических станций, линий электропередачи, подстанций, тепловых сетей и приемников, объединенных общим и непрерывным процессом выработки, преобразования, распределения тепловой и электрической

энергии, называется энергетической системой.

Единая энергетическая система (ЕЭС) объединяет энергетические системы отдельных районов, соединяя их линиями электропередачи (ЛЭП).

Часть энергетической системы, состоящая из генераторов, распределительных устройств, повышающих и понижающих подстанций, линий электрической сети и приемников электроэнергии, называют электроэнергетической системой.

Электрической сетью называется совокупность электроустановок для передачи и распределения электроэнергии, состоящая из подстанций и распределительных устройств, соединенных линиями электропередачи, и работающая на определенной территории.

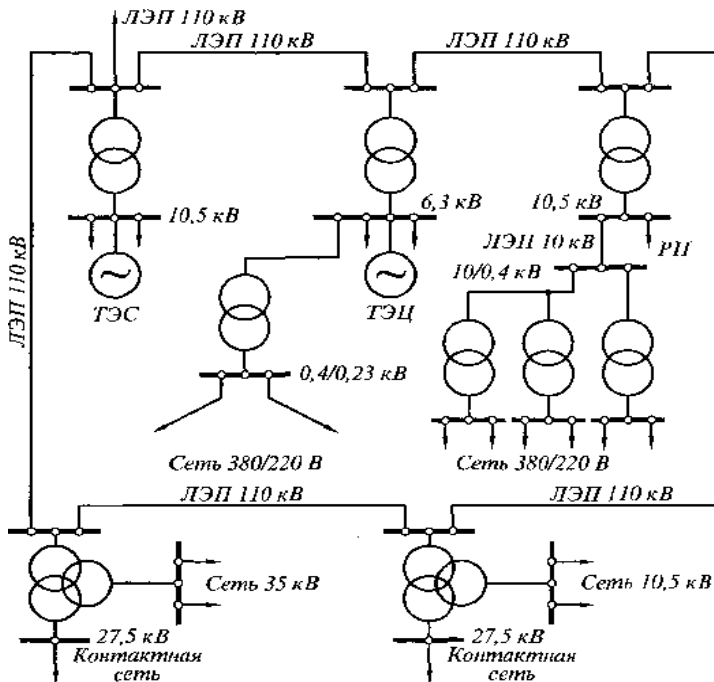


Рис. 7. Схема электрической системы

Электрическая сеть объекта электроснабжения, называемая системой электроснабжения объекта, является продолжением электрической системы. Система электроснабжения объекта объединяет понижающие и преобразовательные подстанции, распределительные пункты, электроприемники и ЛЭП.

Прием, преобразование и распределение электроэнергии происходят на подстанции электроустановке, состоящей из трансформаторов или иных преобразователей электроэнергии, распределительных устройств, устройств управления, защиты, измерения и вспомогательных устройств.

Распределение поступающей электроэнергии без ее преобразования или трансформации выполняется на распределительных подстанциях (РП).

Вопросы для повторения:

1. Источники и схемы электроснабжения с/х районов?
2. Какие линии электропередач называются межсистемными, питающими, распределительными?
3. Что такое станция и подстанция и их отличие?
4. Что называется энергетической системой?

1.1.8 Общие сведения о надежности электроснабжения

Актуальность задачи обеспечения надежного электроснабжения значительно возросла в последние годы в связи с серьезными не только количественными, но и качественными изменениями сельскохозяйственных потребителей электроэнергии. Особенно это связано с появлением сельскохозяйственных предприятий промышленного типа, в первую очередь животноводческих комплексов.

В таблице 1.1 приведены некоторые данные по средним удельным ущербам на различных сельскохозяйственных предприятиях от перерывов в электроснабжении, полученные МИИСПом.

В соответствии с Правилами устройства электроустановок (ПУЭ) все электроприемники делятся на три категории в отношении обеспечения надежности электроснабжения.

К I категории относятся электроприемники, перерыв в электроснабжении которых может повлечь за собой: опасность для жизни людей, значительный ущерб народному хозяйству, повреждение дорогостоящего основного оборудования (для сельского хозяйства — болезнь и гибель животных), массовый брак продукции (порчу сельскохозяйственных продуктов), нарушение сложных технологических процессов и т. п.

Электроприемники I категории должны обеспечиваться электроэнергией от двух независимых взаимно резервирующих источников питания. Перерыв в электроснабжении этих электроприемников от одного из источников допускается только на время автоматического восстановления питания.

Ко II категории относятся электроприемники, перерыв в электроснабжении которых приводит к массовому недоотпуску продукции, массовым простоям рабочих и механизмов, нарушению нормальной деятельности значительного числа городских и сельских жителей.

Электроприемники II категории рекомендуется обеспечивать электроэнергией от двух источников питания. При нарушении электроснабжения от одного из них допустимы перерывы в электроснабжении на время, необходимое для включения резервного питания дежурным персоналом или выездной оперативной бригадой. Допускается питание электроприемников II категории по одной линии и от одного

трансформатора, если обеспечена возможность проведения аварийного ремонта линии или замена повредившегося трансформатора за время не более одних суток.

Таблица 1.1 Средние удельные ущербы от перерывов в электроснабжении

Предприятия	Удельные ущербы	
	1 руб. на 1 кВт-ч	1 руб. на 1 голову (или на 1 м ²) за 1 ч перерыва
Комплексы фермы молочного направления	1,8	0,38
Фермы по выращиванию и откорму крупнорогатого скота	3,1	0,12
Свиноводческие комплексы	29	1,25
Свиноводческие фермы	3,9	0,09
Птицефабрики яичного направления	106	1,3 тыс
и более кур-нессушек		0
Птицефабрики мясного направления более бройлеров в год	1 млн 8,1	0,03
Птицефермы по производству яиц	5,7	0,03
Птицефермы мясного направления	4,4	0,005
Теплицы весенние, парники	1,7	0,037
Теплицы зимние	21,3	0,37

К III категории относятся все остальные электроприемники. Для них электроснабжение может выполняться от одного источника питания при условии, что перерывы в электроснабжении не превышают одни сутки.

Для повышения надежности электроснабжения могут

быть использованы различные средства. Это связано, с одной стороны, с получением экономического эффекта, в первую очередь за счет уменьшения ущерба от перерывов в электроснабжении, с другой стороны, с дополнительными затратами на сами средства. Поэтому повышение надежности электроснабжения наиболее целесообразно до определенного, оптимального уровня, при котором достигается максимальный суммарный экономический эффект с учетом обеих составляющих.

Различные средства и мероприятия по повышению надежности электроснабжения можно разделить на 2 группы — организационно-технические и технические.

К организационно-техническим мероприятиям относятся следующие.

I. Повышение требований к эксплуатационному персоналу, в том числе повышение требований к трудовой и производственной дисциплине, а также повышение квалификации персонала.

II. Рациональная организация текущих и капитальных ремонтов и профилактических испытаний, в том числе совершенствование планирования ремонтов и профилактических работ, механизация ремонтных работ, ремонт линий под напряжением.

В отношении ремонта линий под напряжением можно отметить следующее. В сельских электрических сетях он практически ранее не применялся. В то же время в сетях других назначений, в том числе напряжением выше 110 кВ, этот вид ремонта используется, так как обеспечивает значительное уменьшение перерывов в электроснабжении, в первую очередь при планово-предупредительных, профилактических работах.

Объясняется это меньшей эффективностью ремонта под напряжением в сельских распределительных сетях 10 кВ, чем, например, в сетях более высоких напряжений, и недостаточ-

ной квалификацией обслуживающего персонала. Однако следует предполагать, что в дальнейшем такой ремонт найдет применение и в сельских электрических сетях.

III. Рациональная организация отыскания и ликвидации повреждений, в том числе совершенствование поиска повреждений, в частности с использованием специальной аппаратуры; применение специализированного автотранспорта; диспетчеризация, телемеханизация, радиосвязь и др.; механизация работ по восстановлению линий.

IV. Обеспечение аварийных запасов материалов и оборудования. Следует стремиться к оптимальному объему этих запасов, так как излишние запасы связаны с определенным омертвлением капиталовложений, а их недостаток может привести к затягиванию восстановительных работ.

К техническим средствам и мероприятиям по повышению надежности электроснабжения относятся следующие.

I. Повышение надежности отдельных элементов сетей, в том числе опор, проводов, изоляторов, различного линейного и подстанционного оборудования.

II. Сокращение радиуса действия электрических сетей. Воздушные электрические линии — наиболее повреждаемые элементы системы сельского электроснабжения. Число повреждений растет примерно пропорционально увеличению длины линий.

В последние годы проведена значительная работа в системе сельского электроснабжения по разукрупнению трансформаторных подстанций и сокращению радиуса действия сетей, который для линий напряжением 10 кВ в ближайшее время повсеместно должен быть снижен до 15 км, а в дальнейшем — примерно до 7 км, как это принято во многих зарубежных странах.

III. Применение подземных кабельных сетей. Значительные преимущества перед воздушными линиями имеют подземные кабельные. Они короче воздушных, так

как их не нужно прокладывать по обочинам полей севооборотов, а можно вести по кратчайшему расстоянию. При этом полностью устраняются помехи сельскохозяйственному производству. Основное же преимущество кабельных линий — их высокая надежность в эксплуатации. Полностью исключаются повреждения линий от гололеда и сильных ветров, существенно снижаются аварии от атмосферных перенапряжений. Число аварийных отключений снижается в 8 ... 10 раз. Правда, продолжительность ликвидации аварий на кабельных линиях при современном уровне эксплуатации примерно в три раза больше, так как сложнее найти место повреждения и приходится проводить земляные работы по вскрытию траншеи. Однако специальные приборы позволяют ускорить отыскание повреждений.

Особенно существенно, что капиталовложения на них при прокладке кабелеукладчиками оказываются практически одинаковыми с воздушными при современных ценах на кабели.

Благодаря этим преимуществам кабельные линии напряжением 10 кВ признаны весьма перспективными для развития сельских электрических сетей и в будущем по мере роста выпуска кабеля электропромышленностью все большее число линий будут кабельными, а воздушные линии 0,38 кВ будут выполняться изолированными проводами.

IV. Сетевое и местное резервирование.

Сельские электрические сети работают в основном в разомкнутом режиме, то есть они обеспечивают одностороннее питание потребителей.

Такой режим позволяет снизить значения токов короткого замыкания, применить более дешевую аппаратуру, в частности выключатели, разъединители и др., снизить потери мощности в сетях, облегчить поддержание требуемых уровней напряжения на подстанциях и т. п. Однако при этих

условиях надежность электроснабжения потребителей, естественно, значительно ниже, чем при замкнутом режиме, то есть при двухстороннем питании потребителей. В качестве резервного источника может быть использована вторая линия электропередачи — от другой подстанции (или от другой секции шин двухтрансформаторной подстанции). Такое резервирование называется сетевым. Однако особенно в районах с повышенными гололедно-ветровыми нагрузками возможно повреждение обеих линий и прекращение подачи энергии. Более независимым вторым источником является резервная электростанция (местное резервирование). В системе сельского электроснабжения для питания наиболее ответственных потребителей в период аварии основной линии чаще всего в качестве резервной используются дизельные электростанции небольшой мощности, применение которых намечается значительно расширить.

V. Автоматизация сельских электрических сетей, в том числе совершенствование релейной защиты, использование автоматического повторного включения (АПВ), автоматического включения резерва (АВР), автоматического секционирования, устройств автоматизации поиска повреждений, автоматического контроля ненормальных и аварийных режимов, телемеханики.

Широкое внедрение большинства рассмотренных ранее технических средств связано с большими капитальными вложениями, учитывая, что протяженность сельских электрических сетей достигла 4 млн. км. Автоматизация сетей как средство повышения надежности электроснабжения требует относительно меньших затрат при широких возможностях использования в эксплуатируемых сетях без серьезной их реконструкции. При этом одновременно решается и важная социальная задача, связанная с дефицитом кадров. Поэтому автоматизация — одно из основных и

наиболее эффективных средств повышения надежности электроснабжения.

В заключение следует отметить, что максимальный эффект от повышения надежности электроснабжения может быть получен при комплексном использовании различных мероприятий и средств. Оптимальные сочетания этих мероприятий определяются конкретными условиями. Разрабатывается целевая комплексная программа повышения надежности электроснабжения сельскохозяйственных потребителей, которая будет включать рекомендации по оптимальным комплексам средств для различных условий.

Вопросы для повторения:

1. Задачи сельского электроснабжения.
2. Общие сведения о надежности электроснабжения.
3. Что понимается под категориями надежности электроснабжения?
4. Нормы надежности?
5. Какие с/х потребители относятся к 1,2,3, категориям?

1.2 Технические характеристики проводов, кабелей методика их выбора для внутренних электропроводов и кабельных линий

План занятий:

1. Внутренние электропроводки.
2. Неизолированные провода. Устройство и строительство воздушных линий.
3. Электрические нагрузки в жилых домах, производственных и общественных помещениях.
4. Графики нагрузок. Потери энергии в линиях и трансформаторах.

5. Отклонение напряжения у потребителей. Падение и потеря напряжения.
6. Расчеты разомкнутых сетей с равномерной и неравномерной нагрузкой фаз.
7. Расчет замкнутых сетей. Сложные замкнутые сети.
8. Короткие замыкания, замыкание на землю.

1.2.1 Внутренние электропроводки

Изолированные провода

Изолированные провода служат для распределения электрической энергии в силовых и осветительных установках при стационарной прокладке внутри помещений, по наружным стенам зданий и сооружений, а также при устройстве вводов в здания от воздушных распределительных сетей. Таким образом, всю внутреннюю электропроводку выполняют изолированными проводами.

Различают три типа внутренних электропроводок: открытая проложенная по поверхности стен, потолков и других элементов зданий и сооружений; скрытая находящаяся внутри конструктивных элементов зданий и сооружений (в стенах, полах, фундаментах, перекрытиях и т. п.); наружная проложенная по наружным стенам зданий и сооружений, а также между ними (причем не должно быть более четырех пролетов по 25 м каждый). Наружная электропроводка может быть открытой и скрытой. Для указанных типов проводок необходимы изолированные провода различных конструкций.

Для питания различных промышленных и бытовых переносных электроприемников применяют гибкие провода с усиленной изоляцией, которые называют шнурами.

Провода изготавливают на напряжение 220, 380, 500, 2000, 3000 В переменного тока, а шнуры на 220 В. Провода

выпускают одно-, двух-, трех-, четырех и многожильными, а шнуры преимущественно двухжильными.

Токоведущие жилы проводов изготавливают из меди или алюминия. При площади поперечного сечения до 10 мм² их выполняют одно и многопроволочными, а при большей площади только многопроволочными.

Важный компонент конструкции установочных проводов и шнуров изоляция. Ее делают из резины или полихлорвинилового пластиката. У проводов с резиновой изоляцией защитный покров выполняют в виде оплетки из волокнистых материалов (чаще хлопчатобумажной пряжи), которую при необходимости пропитывают противопожарным составом. В настоящее время вместо такой оплетки провода начинают применять оболочку из поливинилхлорида толщиной 0,2...0,3 мм. Тонкий слой этого материала защищает резиновую изоляцию от воздействия света; кроме того, повышается ее стойкость против химических воздействий и провод становится менее горючим. В марку провода при наличии поливинилхлоридной оболочки вводят букву В.

Таким образом, провод (П) с резиновой изоляцией (Р) и поливинилхлоридной оболочкой обозначают ПРВ, а без нее ПР. Если в начале марки стоит буква А, это значит, что провод алюминиевый, при отсутствии буквы А медный. Гибкие провода обозначают буквой Г, например, ПРГ. Буква Т указывает на то, что конструкция предназначена для прокладки в металлических трубах (например, ПРТО и АПРТО), либо на наличие стального троса, расположенного в центре скрутки жил (АТРГ). Если провод покрыт лаком, в обозначение вводится буква Л (например, ПРГЛ).

В марках всех шнуров на первом месте стоит буква Ш (например, ШР шнур с резиновой изоляцией в непропитанной оплетке из хлопчатобумажной пряжи). Буква О в конце часто обозначает наличие общей оплетки в многожильных

проводах (например, АПРТО алюминиевый провод с резиновой изоляцией, общей пропитанной оплеткой, многожильный, а ШПРО шнур с параллельно уложенными жилами в общей непропитанной оплетке).

Буква П может соответствовать словам "плоский" (АППВ), "переносной" (ШРПЛ, здесь буква Л легкий), а также во многих марках просто обозначает провод.

Многожильными выполняют провода ПРТО, АПРТО, АППВ, ППВ, АППВС. Во всех шнурах две или три жилы. Для прокладки в металлических трубах применяют многожильные провода марок ПРТО и АПРТО, рассчитанные на напряжение 500 и 2000 В, с площадью сечения от 1 до 500 мм², а также АПВ с площадью сечения от 2,5 до 95 мм².

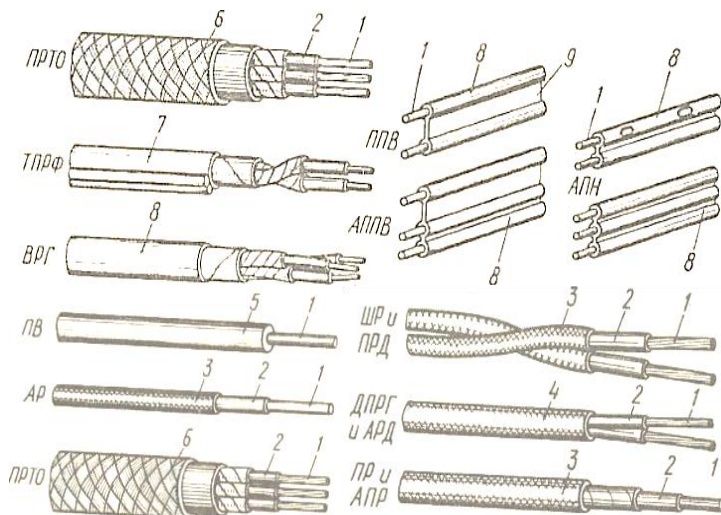


Рис. 9. Конструкция установочных проводов:

- 1 — токопроводящая жила; 2 — резиновая изоляция;
- 3 — хлопчатобумажная оплетка; 4 — общая оплетка двухи многожильных проводов; 5 — поливинилхлоридная изоляция; 6 — оплетка на проводах для прокладки в трубах; 7 — фальцованная оболочка; 8 — герметическая поливинилхлоридная оболочка; 9 — установочная перемычка

На роликах прокладывают провода марок ПРД гибкий двухжильный провод в непропитанной оплетке и ПРДШ в оплетке из лавсана (шелковый). Под слоем штукатурки прокладывают провода АППВ. Некоторые наиболее распространенные провода показаны на рис. 9.

В последнее время для бытовых нужд широко применяют шнуры с изоляцией из поливинилхлоридного пластика. Для радиоприемников, телевизоров, холодильников изготавливают двухжильные шнуры марки ШПБВ с площадью поперечного сечения 0,35; 0,5 и 0,75 мм² и шнуры повышенной гибкости ШПБВГ с радиальной толщиной изоляции 0,6...0,75 мм.

Кабели

Изолированный провод, заключенный в герметичную оболочку, называют кабелем.

Кабели можно прокладывать в земле, воде, траншеях и на открытом воздухе. В связи с тем, что токопроводящие жилы и изоляция надежно защищены от влияния окружающей среды герметической оболочкой и на проложенный кабель не воздействуют ветер и гололед, кабельные линии электропередачи значительно надежнее, чем воздушные. Однако кабельные линии значительно дороже, на производство кабелей тратится большое количество дефицитных материалов, а прокладка линий трудоемкая. Поэтому подобные линии в сельском электроснабжении пока не применяют. Их используют для сооружения распределительных сетей в поселках городского типа, вводов и выводов на подстанциях, в производственных помещениях и в некоторых других случаях.

Конструкция кабеля и число жил в нем в основном зависят от напряжения, поэтому кабели принято классифицировать следующим образом: одно-, двух-, трех-, четырехжильные напряжением до 6 кВ; трехжильные напряжением 10...35 кВ; одножильные напряжением 110 кВ и выше.

В эту классификацию не входят так называемые контрольные кабели с большим числом жил (до нескольких десятков), применяемые в измерительных цепях, цепях автоматических устройств и релейной защиты.

В конструкции кабелей очень важен материал, из которого выполняют защитную герметическую оболочку. По этому признаку различают кабели со свинцовой, алюминиевой и поливинилхлоридной оболочками.

Изоляция кабелей бывает резиновой, пластмассовой и из пропитанной кабельной бумаги. Кабели с резиновой изоляцией применяют при напряжении до 6 кВ, с пластмассовой и бумажной пропитанной - до 35 кВ. Если напряжение 110 кВ и выше, то кабели выполняют маслонаполненными. На рис. 10 изображен один из самых распространенных кабелей с бумажной изоляцией и вязкой пропиткой, бронированный, предназначенный для непосредственной прокладки в земле. В зависимости от материалов оболочки и токопроводящих жил это может быть кабель марки ААБУ алюминиевые жилы, алюминиевая герметическая оболочка, усиленная антикоррозионная подушка под броней; СБ с медными токопроводящими жилами, свинцовой герметической оболочкой и броней из стальных лент, поверх которых расположен антикоррозионный наружный покров, и ПВБ с медными токопроводящими жилами, пластмассовой изоляцией и пластмассовой герметической оболочкой, бронированной стальными лентами с антикоррозионным наружным покровом.

Как видно из рисунка, токопроводящие жилы кабеля выполнены в виде секторов, что позволяет уменьшить его диаметр. У каждой жилы (фазы) своя фазная изоляция, а образующиеся пустоты в углах секторов и в центре заняты наполнителем, который представляет собой джутовые или резиновые прокладки.

Сверху на фазную изоляцию накладывают поясную;

ее, так же как и фазную, изготавливают из пропитанной кабельной бумаги. Поясная изоляция, во-первых, усиливает изоляцию каждой из фаз по отношению к металлическим заземленным оболочкам кабеля, а во-вторых, предотвращает повреждение фазной изоляции при его изгибах. Вся конструкция заключена в герметическую оболочку.

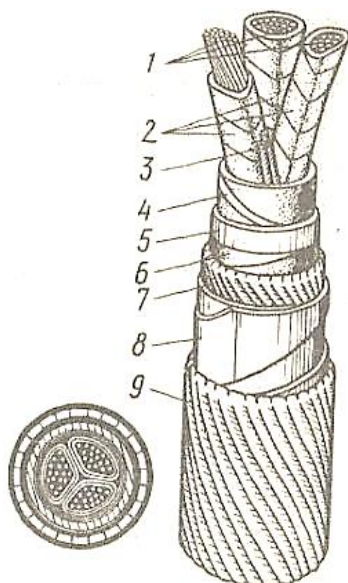


Рис. 10. Трехжильный кабель с бумажной пропитанной изоляцией, рассчитанный на напряжение до 10 кВ:

- 1 — алюминиевые или медные токоведущие жилы;
- 2 и 4 бумага, пропитанная маслом (2 — фазная изоляция, 4 — поясная);
- 3 — джутовый наполнитель; 5 — свинцовая оболочка; 6 — бумажная лента; 7 — джутовая прослойка; 8 — стальная ленточная броня; 9 — джутовый покров.

В основном герметизация нужна для того, чтобы не допустить влагу к бумажно-масляной изоляции, а также не дать ей пересохнуть. Свинец более приемлем для герметических оболочек, чем алюминий или поливинилхлорид, из-за высокой пластичности.

Во время прокладки кабели часто приходится изгибать под большими углами; при этом нельзя допускать трещин и разломов герметической оболочки. Хотя свинцовые оболочки можно изогнуть с меньшим радиусом, чем алюминиевые, но свинец дорог и дефицитен.

Поверх герметической оболочки накладывают мягкую бумажную, чтобы предотвратить механические повреждения, а затем стальную бронирующую ленту, которая

служит основной защитой от внешних механических повреждений при проведении земляных работ в зоне прокладки кабеля. Для предохранения от коррозии стальную броню покрывают оболочкой из пропитанного джута.

В сельскохозяйственных установках напряжением до 1 кВ наиболее часто применяют кабели марок:

АНРГ от однодо четырехжильных с маслостойкой негорючей резиновой изоляцией;

АВРГ от однодо четырехжильных в общей поливинилхлоридной оболочке;

АСВ от двухдо четырехжильных, самонесущие со стальным тросом и изоляцией из светостойкого пластика;

АВВ и АПВ с алюминиевыми жилами, поливинилхлоридной и полиэтиленовой оболочками.

В установках напряжением свыше 1 кВ используют кабели с бумажной изоляцией, рассмотренные ранее, а также кабели марок ВВБГ, АВРГ и другие с пластмассовой и резиновой изоляцией.

Выбор проводов и кабелей

Теплообмен проводника с окружающей средой. Количество теплоты, выделяющейся в проводнике при протекании по нему электрического тока, можно подсчитать по закону Джоуля-Ленца. При этом количество теплоты Q_T , выделяемой током I в проводнике, пропорционально квадрату силы тока, сопротивлению R проводника и времени t , в течение которого ток протекает по проводнику.

Образующаяся теплота идет на нагревание самого проводника, а когда его температура станет выше температуры окружающей среды, часть теплоты отводится в окружающую среду. Существуют три вида теплоотдачи в окружающую среду: лучеиспусканием, конвекцией и в результате теплопроводности. Для изолированных и неизолиро-

ванных проводов, проложенных открыто, важны два первых вида теплоотдачи. При скрытой проводке и для кабелей, проложенных в земле, существенное значение имеет лишь теплопроводность.

Отдача теплоты лучеиспусканием зависит от состояния поверхности проводника и ее цвета. Так, например, сталь обладает большим лучеиспусканием, чем медь.

Отдача теплоты конвекцией зависит в первую очередь от количества воздуха, поступающего в единицу времени к поверхности проводника. Чем больше молекул воздуха нагреется от поверхности и покинет ее, тем выше будет теплоотдача.

Согласование характеристик защитной аппаратуры с допустимыми по нагреву нагрузками проводов и кабелей внутренних сетей

В электропроводах могут существовать режимы длительных токовых перегрузок, значительно отличающихся от значений допустимых токов. При этом возможна порча изоляции проводов и кабелей, причем иногда изоляция нагревается настолько, что возникает пожар, а во взрывоопасном помещении взрыв. Для защиты от перегрузок используют предохранители, а также расцепители автоматических отключающих аппаратов (воздушных автоматов, магнитных пускателей и т. п.). Необходимо уметь правильно выбирать номинальные токи плавких вставок предохранителей и расцепителей.

Номинальный ток плавкой вставки ток, который может длительно проходить через нее, не вызывая расплавления или сильного нагрева.

Время перегорания плавкой вставки зависит от силы протекающего по ней тока. Это время определяют по специальным кривым, приводимым в справочной литературе

для каждого предохранителя. Однако приближенно можно считать, что новые плавкие вставки длительное время выдерживают перегрузку на 30 % и в течение часа ток на 60 % выше номинального.

Автоматические выключатели снабжены специальными устройствами, которые воздействуют на механизм свободного расцепления выключателя и отключают его в том случае, если ток в нем достигает некоторого заранее заданного значения. Такие устройства называют расцепителями.

Расцепители представляют собой первичные реле прямого действия, так как они включаются непосредственно в первичную цепь и механически воздействуют на автомат. Расцепители бывают электромагнитные с выдержкой времени и без нее и тепловые, время действия которых зависит от силы тока.

В соответствии с ПУЭ требуется защищать от перегрузки: сети внутри помещений, выполненные открыто проложенными незащищенными изолированными проводниками с горючей оболочкой; осветительные сети в жилых и общественных зданиях, торговых и служебно-бытовых помещениях, включая сети для бытовых и переносных электроприемников (утюгов, холодильников, стиральных машин и т. п.), а также в пожароопасных помещениях независимо от способа прокладки; силовые сети промышленных предприятий, жилых и общественных зданий в тех случаях, если по условиям технологического процесса или из-за режима работы сети могут возникать длительные перегрузки проводов и кабелей; сети всех видов во взрывоопасных помещениях и взрывоопасных наружных установках независимо от условий технологического процесса или режима работы сети.

При защите сетей от перегрузки номинальный ток плавкой вставки $I_{в.н}$ выбирают из условия

$$I_{в.н} \geq I_{раб. max}, \quad (1.1)$$

где $I_{раб. max}$ максимальный рабочий ток.

В соответствии с ПУЭ необходимо, чтобы по отношению к длительно допустимым токовым нагрузкам токи срабатывания аппаратов защиты имели определенную кратность, т. е. составляли: не более 80% для плавкой вставки или установки мгновенного расцепителя автоматического выключателя при защите проводников с поливинилхлоридной, резиновой и аналогичной по тепловым характеристикам изоляцией не более 100 % для кабелей с бумажной изоляцией во всех случаях, а также для проводников всех марок в случае, если расцепитель автоматического выключателя имеет нерегулируемую обратнозависимую от тока временную характеристику (время отключения уменьшается при возрастании тока), и для проводников с поливинилхлоридной, резиновой и аналогичной по тепловым характеристикам изоляцией при наличии расцепителя с регулируемой обратнозависимой от тока временной характеристикой; не более 125 % для кабелей с изоляцией из бумаги или вулканизированного полиэтилена при токе трогания расцепителя автоматического выключателя с регулируемой обратнозависимой от тока временной характеристикой.

Независимо от вида применяемой защиты длительно допустимая токовая нагрузка проводников ответвлений к короткозамкнутым электродвигателям должна составлять не менее 125 % номинального тока электродвигателя в случае, если он установлен во взрывоопасной зоне.

При кратности 80 % длительно допустимые токовые нагрузки проводников завышены на 25 % по сравнению с расчетным током; площади их поперечного сечения, выбираемые по длительно допустимому току, также получают завышенными.

Таким образом, при защите сети от перегрузки предо-

хранителями и автоматическими выключателями с мгновенными расцепителями приходится завышать площадь сечения проводников сетей, исходя из следующих соображений.

Время перегорания плавкой вставки зависит не только от силы тока, но и от состояния вставки. Со временем металл окисляется, площадь поперечного сечения несколько уменьшается, ослабляется нажатие зажимов, в которых закреплена вставка. В результате старая плавкая вставка может перегореть быстрее, чем новая. Поэтому предусматривают запас по току в 60 %, чтобы плавкая вставка не перегорала при нормальных рабочих режимах.

Допустимая нагрузка на неизолированные провода по нагреву

Когда электрический ток проходит по проводу, выделяется теплота, определяемая по закону Ленца—Джоуля:

$$Q = I^2 r \vartheta, \quad (1.2)$$

где Q количество теплоты; I сила тока; r активное сопротивление провода; ϑ время потерь.

Провод нагревается проходящим по нему током до температуры, при которой количество теплоты, получаемой проводом, становится равным количеству теплоты, отдаваемой его поверхностью окружающей среде. По мере повышения температуры провода скорость ее нарастания снижается.

Для данного провода при заданном токе превышение температуры над температурой окружающей среды — величина постоянная, если неизменны окружающие условия (сила ветра, осадки и т. п.).

Потери теплоты проводами воздушных линий происходят главным образом за счет конвекции, то есть теплового движения воздуха, окружающего провод. Значительно

меньше теплоты теряется лучеиспусканием и совсем ничтожное количество — за счет теплопроводности воздуха. Сказанное выше целиком относится также к изолированным проводам и кабелям, проложенным на воздухе в блоках, каналах и т. п. У кабелей, проложенных непосредственно в земле, отдача теплоты происходит только благодаря теплопроводности почвы.

Температура провода не должна превышать установленное значение. Поэтому задача расчета — определить ток, который можно пропустить по проводу при данных условиях, с тем чтобы температура провода не превзошла допустимую.

Для неизолированных проводов воздушных линий максимальная допустимая температура не должна превышать 70 °С. Такое невысокое значение объясняется не опасениями за состояние провода, а необходимостью создания надежных соединений. Дело в том, что при повышении температуры усиливаются окислительные процессы и на проводах образуются окиси, обладающие высоким сопротивлением. Это увеличивает сопротивление контакта, а значит, и количество выделяемой в нем теплоты. Температура соединения растет, увеличивается окисление и т. д. до полного разрушения провода в месте соединения.

Предельная температура неизолированных проводов, проложенных внутри зданий, также не должна превышать 70 °С. Это обусловлено необходимостью обеспечить пожарную безопасность и исключить неприятный запах, возникающий вследствие сухой перегонки пыли, оседающей на поверхности провода.

Для расчета провода по нагреву необходимо знать температуру окружающего воздуха. За расчетную принимают среднемесячную температуру окружающего воздуха в 13 ч для наиболее жаркого месяца. В различных районах России эта величина сильно колеблется от 15° для северных и до 35 °С для южных районов.

Для проводов, расположенных внутри помещений, за расчетную принимают максимальную среднемесячную температуру воздуха. Обычно при расчете эта температура бывает задана.

Допустимые нагрузки определены исходя из температуры окружающего воздуха $25\text{ }^{\circ}\text{C}$ и температуры проводника $70\text{ }^{\circ}\text{C}$. Если температура воздуха отличается от $25\text{ }^{\circ}\text{C}$, то данные таблиц умножают на поправочные коэффициенты.

С увеличением сечения допустимая плотность тока в проводе уменьшается. Например, для алюминиевого провода сечением 16 мм^2 допустимая плотность тока при прокладке на открытом воздухе $/16 = 105/16 = 6,57\text{ А/мм}^2$, а для провода сечением 150 мм^2 при тех же условиях $/160 = 440/150 = 2,93\text{ А/мм}^2$, то есть меньше в 2 с лишним раза. Это объясняется тем, что с увеличением диаметра сечение провода растет пропорционально квадрату, а поверхность пропорционально первой степени диаметра. Следовательно, с увеличением диаметра поверхность провода, приходящаяся на единицу сечения, уменьшается, а значит, ухудшаются условия охлаждения. Вследствие этого иногда целесообразно вместо одного провода прокладывать два с общим сечением, меньшим, чем сечение одного провода, хотя общая стоимость линии при этом обычно увеличивается.

Нужно иметь в виду, что сечение проводов при наружной прокладке очень редко определяют по допустимой нагрузке током, а в подавляющем большинстве случаев по допустимой потере напряжения или по экономической плотности тока, которая значительно меньше допустимой нагрузки током по нагреву.

Допустимая нагрузка на изолированные провода и кабели по нагреву

Тепловые процессы в изолированных проводах и кабелях протекают в общем так же, как в неизолированных

проводах. Но изоляция на проводах несколько меняет условия их охлаждения: возникает дополнительное тепловое сопротивление, возрастает поверхность охлаждения и улучшаются условия для отдачи теплоты лучеиспусканием, если изоляция черного цвета. С другой стороны, допустимый нагрев составляет для проводов и кабелей с резиновой изоляцией всего 65 °С, так как при более высокой температуре резина размягчается.

Для кабелей с бумажной изоляцией при рабочем напряжении до 3 кВ максимально допустимая температура составляет 80 °С, при 6 кВ—65, при 10 кВ — 60 и при 20...35 кВ — 50 °С.

Выбор плавких предохранителей, автоматов и сечения проводов и кабелей по допустимому нагреву

При коротком замыкании или значительной перегрузке электрическая проводка должна быть автоматически отключена, в противном случае может воспламениться изоляция проводов, что приведет к пожару. Для автоматического отключения проводки при превышении установленных значений тока предназначены аппараты защиты. В сельском хозяйстве для этой цели часто применяют плавкие предохранители, устройство которых чрезвычайно просто. В фарфоровом корпусе помещены проводники небольшого сечения — плавкие вставки, включаемые последовательно в каждый фазный провод линии. Если ток линии возрастет сверх допустимого, плавкая вставка перегорит, отключив цепь раньше, чем температура защищаемых ею проводов станет недопустимо высокой.

В сельских сетях низкого напряжения для внутренней установки применяют предохранители двух типов: пробочные и трубчатые.

Номинальные токи предохранителей этих двух типов в амперах нормированы по следующей шкале: 4, 6, 10, 15, 20, 25, 35, 50, 60, 80, 100, 125, 160, 200, 225, 260, 300.

Предохранители устанавливают во всех местах, где сечение проводника по направлению к местам потребления энергии уменьшается, а также на вводах в здания и в головных участках сети. Для избирательности действия, то есть чтобы при аварии перегорел только ближайший к месту повреждения предохранитель, номинальный ток плавкой вставки каждого последующего от источника питания предохранителя должен быть по крайней мере на одну ступень меньше, чем предыдущего.

Плавкий предохранитель обычного типа представляет собой весьма несовершенный аппарат. Продолжительность перегорания его плавкой вставки зависит от тока перегрузки. При токах, в 2,5 раза превышающих номинальный, новая плавкая вставка перегорает сравнительно быстро (через 8 ... 10 с). Токи, большие номинального в 1,5 раза, вставка выдерживает не менее часа, а в 1,2 ... 1,3 раза — неопределенно продолжительное время. Уменьшить эти величины и выполнить новую плавкую вставку так, чтобы она перегорела при меньших перегрузках, нельзя. Дело в том, что со временем плавкая вставка окисляется, стареет и перегорает при токах, меньших, чем новая, и может перегореть при номинальном токе или даже при значениях тока, меньших номинального.

Пусковой ток короткозамкнутых асинхронных двигателей, применяющихся для привода сельскохозяйственных потребителей, в 5 ... 7 раз превышает номинальный. Продолжительность пуска таких двигателей достигает 5 ... 10 с и более. Если выбрать плавкую вставку по номинальному току двигателя, то при пуске она мгновенно перегорит. Поэтому приходится повышать номинальный ток плавкой вставки, что приводит к увеличению сечения проводов.

При защите проводов и кабелей плавкими предохранителями (кроме кабелей, проложенных в земле) расчет электрической сети начинают с выбора плавкой вставки. Ее

выбирают по следующим правилам.

Если вместо плавких вставок для защиты внутренних проводок применяются автоматические выключатели, то при защите от перегрузок выбирают те же соотношения (5.28 ... 5.31), что и при плавких предохранителях, а при защите только от коротких замыканий для автоматов с тепловыми расцепителями.

Способы соединения и крепления проводов

При выполнении электропроводки часто приходится соединять между собой отрезки одного и того же провода, а также провода неодинаковой толщины или изготовленные из разных материалов. Разработаны способы соединения, ответвления и окольцевания токоведущих жил сваркой, опрессовкой, пайкой, с помощью гильз, зажимов и наконечников.

При сварке применяют флюс; место соединения или окольцевания многопроволочных алюминиевых проводов после сварки очищают от остатков флюса и шлаков, промывают бензином, а при необходимости опиливают, покрывают влагостойким лаком и обматывают изоляционной лентой.

Для опрессовки (местного вдавливания) необходимы специальные клещи или гидропресс. Перед операцией на концы соединяемых проводов надевают гильзу, которую для проводов малых площадей сечений можно заменить фольгой (рис. 11, б).

Пайку применяют для соединения и ответвления алюминиевых проводов и кабелей встык (рис. 11, в). Пайку встык выполняют в разъемной форме, которую разогревают паяльной лампой, одновременно заполняя форму расплавленным припоем. Для однопроволочных проводов малых площадей сечений сначала выполняют скрутку (рис. 11, г), а затем с помощью паяльной лампы обслуживают припоем внешние поверхности и места скрутки жил.

Для закрепления проводов при открытой прокладке

по потолкам и стенам используют фарфоровые ролики, а для оконцевания труб и проходов через стены и перегородки фарфоровые и пластмассовые воронки и трубки.

Большим разнообразием отличаются патроны для ламп накаливания, штепсельные розетки, выключатели, соединительные стойки для люминесцентных ламп.

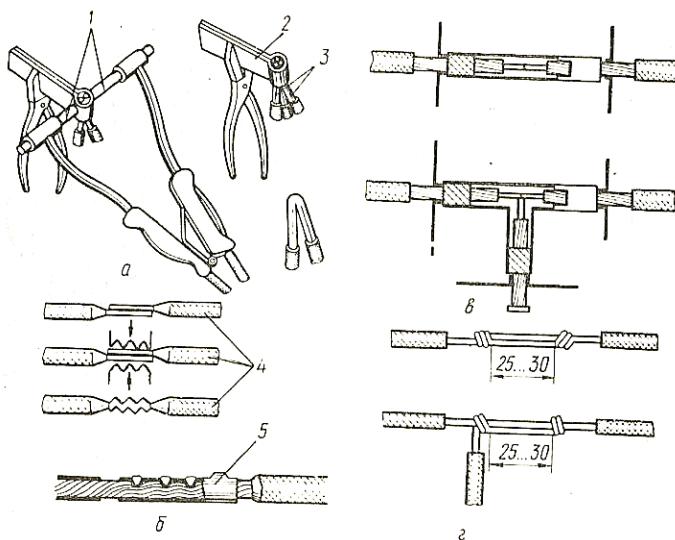


Рис. 11. Соединение проводов:

а сваркой с помощью угольных электродов и источника питания с током до 100 А; б опрессовкой; в пайкой встык (для многопроволочных проводов); г скруткой с облуживанием; 1 электроды; 2 зажим с флюсом; 3 свариваемые концы проводов; 4 фольга (для однопроволочных проводов); 5 гильза (для многопроволочных).

Установочные изделия и крепежная арматура

Для крепления проводов непосредственно к деревянным стенам применяют различные скобы из металла и полиэтилена, резьбовые винты, а к каменным дюбели (рис. 12). В распорных дюбелях полуцилиндры раздвигаются конической гайкой при ввертывании болта.

Разветвления и ответвления устраивают в специальных разветвительных коробках (рис. 13) выступающих (при открытых проводках) и "утопленных" (при скрытых). Для

ввода проводов в боковой, а иногда в донной части основания есть "выламывающиеся" участки.

Открытая электропроводка. Провода и шнуры при открытой проводке прокладывают по стенам и потолкам на высоте не ниже 2,5 м от пола, а в помещениях без повышенной опасности не ниже 2 м. Для лучшего внешнего оформления проводки нужно выполнять так, чтобы провода меньше выделялись на плоской поверхности: выбирать малоосвещенные участки помещения, а сами провода вести параллельно прямым линиям окон, дверей, плинтусов.

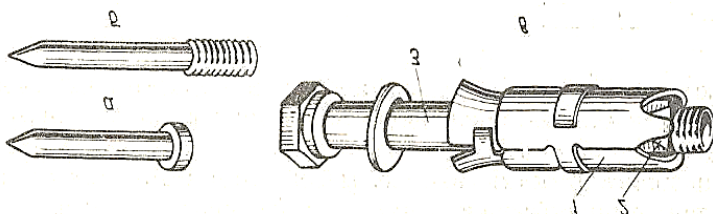


Рис. 12. Дюбели:

а забиваемые или высверливаемые типа ДГ; б забиваемые или высверливаемые типа ДШ с резьбой для крепления установочных изделий; в распорные типа КЧ39; 1 стальная оболочка; 2 коническая гайка; 3 болт.

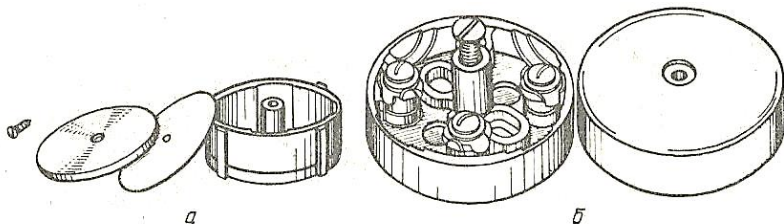


Рис. 13. Коробка для соединения и ответвления проводов и кабелей при скрытой (а) и открытой (б) проводке.

Расстояние от проводов до стен или потолка должно быть не менее 10 мм. Наименьшие расстояния между осями незащищенных изолированных проводов, проложенных на изолирующих опорах, приведены в ПУЭ. При расстояниях меньше допустимых на пересекающиеся провода надевают изоляционные трубы.

В проектах на новое строительство или реконструкцию зданий и сооружений не всегда точно указывают места установки элементов электропроводки. Тем не менее при прокладке проводов и определении мест установки всех элементов должны быть выдержаны нормированные расстояния и, кроме того, учтена специфика производственных помещений в отношении пожарной опасности, безопасности обслуживания и наличия химически агрессивной среды.

Сначала размечают места для элементов электропроводок, а затем направления прокладки проводов. Линии отбивают крученым шпагатом, на который нанесен порошок мела. Шпагат натягивают между двумя точками прямолинейного участка.

Выключатели и штепсельные розетки должны быть удалены не менее чем на 0,5 м от заземленных частей оборудования, трубопроводов, раковин, батарей отопления и т. п.

Выключатель сети освещения устанавливают, как правило, слева у двери при входе в помещение на высоте не более 1,5 м от пола, а розетки 0,8...0,9 м. Групповые щитки размещают в специальных нишах стен на расстоянии не ближе 0,5 м от трубопроводов или других металлических конструкций.

Провода могут быть проложены параллельно, с изгибами и пересечениями (рис. 14).

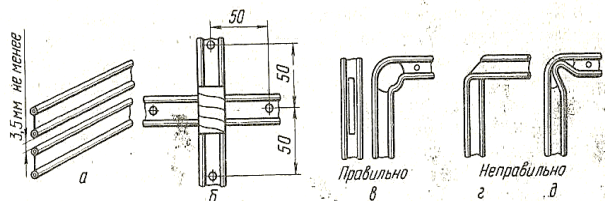


Рис. 14. Параллельная прокладка (а), пересечение (б) и изгибание (в, г, д) проводов марок ППВ и АДШВ с перемычками.

При открытой прокладке по стенам провода закрепляют на роликах или изоляторах, а при тросовой подвешивают в специальных изоляционных конструкциях клицах

(рис. 15). Если ролики крепят гвоздями, то под шляпки подкладывают эластичные шайбы, а при креплении винтами к металлической поверхности такие шайбы подкладывают под основание роликов. Плоские провода марок ППВ и ЛППВ с перемычками можно также крепить к стенам, прибивая их гвоздями или приклеивая быстросохнущим клеем № 88. Диаметр гвоздей 1,4... 1,8 мм, шляпок 3 мм.

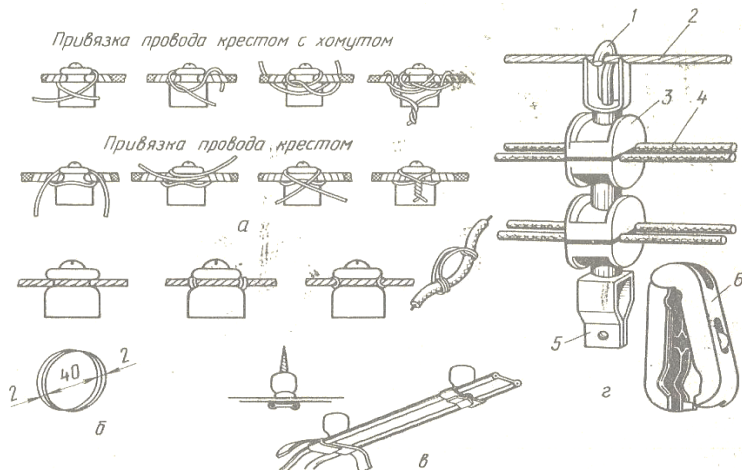


Рис. 15. Крепление проводов:

- а проволокой; б с помощью колец от пластмассовой трубки; в на роликах (плоских проводов);
- г тросовая подвеска на клицах; 1 крюк для подвески на тросе; 2 трос; 3 пластмассовые клицы;
- 4 провода; 5 обойма для подвешивания светильников;
- 6 пластмассовый клиц для подвески одного провода или кабеля марки К634.

Правила выполнения электропроводок, рассчитанных на напряжение 380/220 В с заземленной нейтралью

В первую очередь должна быть обеспечена безопасность при обслуживании электропроводок, нахождении людей в жилых и общественных зданиях, содержании сель-

скохозийственных животных в предназначенных для них помещениях. Основные меры для обеспечения безопасности подсединение нулевого провода к нейтрали трансформатора или генератора, устройство заземления нейтрали с нулевым проводом и повторных заземлений вдоль него, а в некоторых случаях и подводов нулевого провода к отдельным электроприемникам.

К заземленному нулевому проводу подсоединяют все металлические части электропроводок: корпуса электродвигателей, станины станков, металлические трубы для прокладки проводов, части арматуры осветительных приборов и т. д. В таком подсоединении нет необходимости только в отапливаемых помещениях с сухими плохо проводящими полами, например, в жилых, конторских, административных и других подобных помещениях.

Нулевой провод, к которому подсоединяют металлические части электропроводок, должен обладать высокой надежностью. В нем запрещается устанавливать какиелибо выключатели и предохранители, так как при любом нарушении электрической цепи нулевого провода на присоединенной к нему арматуре могут длительно существовать опасные напряжения в случае пробоя изоляции.

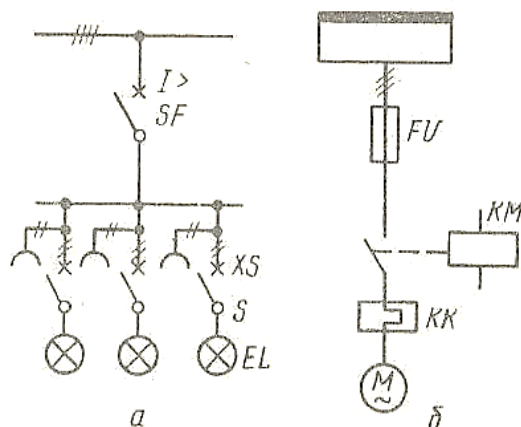


Рис. 16. Простейшие схемы подключения электроприемников:

а — ламп накаливания и розеток для переносных приборов; б — асинхронного электродвигателя с короткозамкнутым ротором; SF — автоматический выключатель без самовозврата; XS — гнездо; S — замыкающий контакт;

EL — лампа накаливания; FU — предохранитель; KM — магнитный пускатель; KK — тепловое реле; М — электродвигатель.

Металлическую арматуру (например, светильники или выключатели с металлическим корпусом), с которой возможно соприкосновение, нужно подсоединять к нулевому проводу отдельным проводником. Настенные однофазные выключатели осветительных установок монтируют в фазном проводе, а винтовую металлическую гильзу патрона для ламп накаливания подсоединяют только к нулевому проводу, так как в этом случае возможность прикосновения к фазному напряжению при замене ламп наименьшая.

В отводах к штепсельным розеткам предохранители не устанавливают. Если розетка предназначена для электроприбора, корпус которого должен быть подсоединен к нулевому проводу, то в ней монтируют специальный контакт, а у штепсельной вилки в этом случае должен быть дополнительный контактный стержень особой формы. Стержень делают длиннее остальных, чтобы контакт с нулевым проводом при включении начинался раньше, чем прибор вступит в действие, а при выключении нулевой провод отсоединился после фазных.

В общем случае площадь поперечного сечения нулевого провода должна быть такой, чтобы пропускать не менее 50 % мощности основной магистрали, а площадь сечения ответвления от него не менее 1/3 площади сечения фазного провода этого ответвления. При применении стальных однопроволочных проводов площадь поперечного сечения нулевого провода выбирают равной площади сечения фазного.

Нулевой провод надежно присоединяют к заземленной нейтральной точке источника питания.

Прокладка кабелей

В сельской местности наиболее распространена прокладка кабелей в земле. Кабели укладывают в траншеях глубиной 700 мм в один горизонтальный ряд, на постель из слоя песка или просеянной земли. Сверху кабель засыпают таким же слоем.

Земля плотно облегает кабель и хорошо отводит от него теплоту. Для защиты кабеля от механических повреждений на него кладут ряд кирпичей вдоль направления траншеи.

При прокладке кабелей в земле более 75 % времени уходит на рытье и засыпку траншей, если эту работу выполнять вручную. В сельских местностях при выполнении земляных работ применяют многоковшовый экскаватор для рытья траншеи и бульдозер для их засыпки. Грунт утрамбовывает самоходная вибрационно-трамбующая машина или самоходные катки.

При механизированной прокладке кабелей их можно не защищать от повреждений кирпичом, но тогда глубина траншеи должна быть увеличена до 1000 ... 1200 мм.

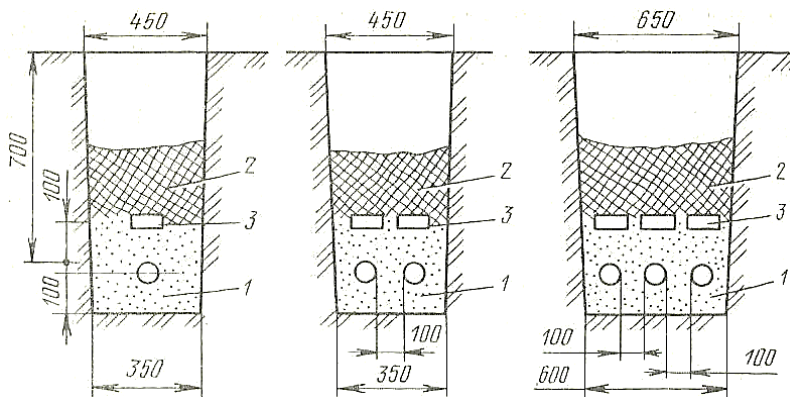


Рис. 17. Разрез траншеи для прокладки кабеля напряжением до 10 кВ: 1 песок или просеянная земля; 2 грунтовая земля; 3 кирпичи

На поворотах траншею роют так, чтобы радиус закругления трехжильного оцинкованного кабеля с бумажной изоляцией был не менее 15 наружных диаметров (одножильного — 25 диаметров), с алюминиевой оболочкой не менее 20 наружных диаметров. В местах соединения кабелей в муфтах траншею расширяют до 1,5 м на участке длиной 2 м.

Кабель можно укладывать в траншею вручную. Для облегчения этой работы, а также для сокращения времени на ее проведение применяют механизированную прокладку. При механизированной прокладке кабельный барабан устанавливают на домкраты и поднимают на нужную высоту. Кабель перемещают вручную или лебедкой на автомобиле по специальным роликам, устанавливаемым на дне траншеи, и укладывают на дно траншеи змейкой. Длина кабеля должна быть примерно на 1 % больше длины траншеи.

В населенных местах при переходе через дорогу и т. п. целесообразно укладывать кабели в блоках из керамических или асбоцементных труб. Применяют также бетонные блоки с одним и несколькими отверстиями. Диаметр отверстия в блоке должен превышать наружный диаметр кабеля не менее чем в 1,5 раза.

Блоки кладут на дно траншеи и соединяют жидким цементным раствором, гудроном или смолой. Через каждые 70 ... 100 м делают колодцы, которые служат для протяжки кабелей в отверстия блоков, для соединения и ответвления кабелей в муфтах. Блоки укладывают с некоторым уклоном, чтобы вода из них стекала.

Предварительно через блоки протягивают специальный цилиндр, чтобы проверить, нет ли в трубах выступов. Если выступы есть, их очищают, протягивая металлическую щетку. Затем в блоки протягивают кабель, смазав его поверхность техническим вазелином. Обычно при сборке блоков в них оставляют проволоку для протяжки кабеля. Укладывают кабели отрезками от одного колодца до другого, где их соединяют 2 муфтами.

В помещениях кабели прокладывают открыто на скобах или в хомутах. Расстояние между соседними креплениями кабеля составляет 800 ... 1000 мм при горизонтальной и до 2000 мм при вертикальной прокладке. Применяют кабели без защитного покрова. Наружную поверхность свинцовой

оболочки кабеля покрывают битумом или окрашивают. Расстояние между силовыми кабелями в свету должно быть не менее 35 мм. В проходах через стены и перекрытия кабели укладывают в отрезках стальных или асбоцементных труб. В местах, где возможны механические повреждения кабелей, их защищают стальными трубами или отрезками угловой стали на высоте до 2 м от уровня пола.

В помещениях применяют также скрытую прокладку кабелей в каналах или в стальных трубах. Сверху каналы закрывают железобетонными или стальными плитами. Для лучшего охлаждения расстояние между кабелями в каналах должно быть не менее 50 мм.

Все соединения и ответвления кабелей делают в муфтах, которые защищают кабель от попадания влаги и предохраняют место соединения от механических повреждений. Перед установкой муфты кабель разделявают, то есть с него снимают защитные оболочки, предварительно наложив на кабель два проволочных банджа на расстоянии 150 ... 200 мм один от другого. Жилы кабеля разводят и изгибают так, чтобы радиус изгиба жилы был не менее десяти ее диаметров. Затем их вводят в отверстия распорных фарфоровых пластинок (мостиков). Соединяют жилы гильзами с последующей пропайкой или опрессовкой гидравлическим прессом. Металлические оболочки кабеля заземляют. Муфту заливают кабельной массой.

Концевую заделку кабеля при напряжениях 6 и 10 кВ выполняют в стальной воронке. Воронку заливают кабельной массой. Для кабелей напряжением выше 1 кВ используют свинцовые муфты, выполненные в виде отрезка свинцовой трубы, надвигаемой на место соединения и припаиваемой с двух сторон к свинцовой оболочке кабеля). В верхней части муфты прорубают два отверстия, через одно из которых заливают муфту кабельной массой. Жилы кабеля в свин-

цовой муфте изолируют бумажной лентой или пряжей. Фарфоровые мостики не применяют.

При переходе с кабельной линии на воздушную или наоборот используют мачтовые муфты. Муфты такого типа устанавливают на опорах на открытом воздухе.

Заливка муфт кабельной массой — сложная и ответственная операция, которую могут выполнять только рабочие высокой квалификации. Она требует тщательного соблюдения правил техники безопасности. Чтобы избежать применения громоздких концевых муфт, залитых кабельной массой, применяют концевую заделку кабелей с бумажной изоляцией без муфт — сухую заделку. При этом способе разделанные жилы кабеля изолируют хлопчатобумажной лентой лакоткани. Каждый слой ленты покрывают изоляционным лаком. На жилы, обмотанные лентой, надевают свинцовый колпачок-перчатку с отворотками пальцами (рис. 18). Нижнюю часть перчатки припаивают к свинцовой оболочке кабеля. Жилы кабеля, часть пальцев и кабельных наконечников обматывают тафтяной лентой, покрывают лаком, а свинцовую перчатку заливают маслоканифольной массой. В некоторых случаях не применяют и свинцовую перчатку, а ограничиваются обматыванием жил кабеля лентами из лакоткани с последующим покрытием лаком.

В последнее время сухие заделки кабелей выполняют с применением хлорвиниловой ленты, которая не требует покрытия лаком каждого слоя обмотки. Всю заделку покрывают полихлорвиниловой эмалью.

Кабели напряжением до 10 кВ соединяют эпоксидными муфтами. На место соединения надевают форму и заливают эпоксидный компаунд. Через сутки компаунд затвердевает и превращается в монолитное соединение кабеля. Тогда форму удаляют — и заделка готова. Необходимо иметь в виду, что эпоксидные компаунды ядовиты и

обращаться с ними следует с осторожностью.

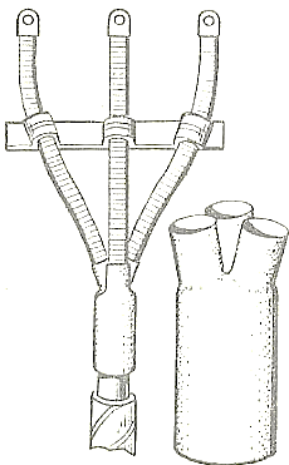


Рис. 18. Сухая заделка кабеля в свинцовой перчатке

Технические условия: Дана расчетная схема, которая засчитывает три потребителя. Нагрузки на каждом потребителе, длины расчетных участков даны в таблице вариантов. Сечение проводов ЛЭП напряжением 10...110кВ определяют исходя из наименьших затрат на сооружение и эксплуатацию сети по нормативным значениям экономической плотности тока. Сельские электросети рекомендуется рассчитывать по экономическим интервалам мощности сети 0,4 и 10кВ.

Расчет сети по экономической плотности тока

В ПУЭ приводятся значение экономических плотностей тока для проводов и кабелей в зависимости от их конструктивного выполнения, материала и от числа часов использования максимальной нагрузки. Сечение проводов на участках определяют по формуле:

$$S = \frac{I}{J_{\text{эк}}} \quad (1.3)$$

γ эк. экономическая плотность тока А/мм²,

$J_{\text{эк.}} = 1, 1 \dots 1, 3$ А/мм.

Провод выбирают стандартного ближайшего сечения.

Расчет сети на минимум приведенных затрат методом экономических интервалов

1. Экономическое сечение определяют в следующей последовательности: находят расчетные нагрузки на каждом участке с учетом коэффициента одновременности.

2. Выбирают коэффициенты динамики роста нагрузок $K_{\text{д}} = 0,7$ на 5-7 лет.

3. подчитывают эквивалентную нагрузку: $S_{\text{экв.}} = S_{\text{max}} * K_{\text{д}}$ (кВА)

4. Используя таблицу экономических интервалов предварительно определяют сечение провода.

5. Проверяют выбранное сечение провода на потерю напряжения $\Delta U_{\text{рас}} < \Delta U_{\text{доп}}$. Потери напряжения на участках определяют

по формуле:

$$\Delta U_{\text{рас}} = \frac{S_{\text{max}}}{U_{\text{н}} * (\text{r} \cos \varphi + x_0 \sin \varphi)} \text{ В} \quad (1.4)$$

$$\Delta U_{\text{рас}} \% = \frac{\Delta U * 100\%}{U_{\text{н}}} \quad (1.5)$$

6. Если $\Delta U_{\text{рас}} > \Delta U_{\text{доп}}$, то увеличивают сечение провода.

Таблица 1.2 Экономические интервалы эквивалентной мощности алюминиевых проводов В.Л. напряжением 380/220 В

Район по го- лолёду	Интервал мощ- ности, кВа	Основные провода	Дополнительные провода
I	до 3.1	A16+ A16	A-16+A- 162xA16+A-16
I			3xA-25+A-25
I	3,1. ..5,6	2xA-16+A- 16	3XA-16+A-16 3xA-25+A-25
I			3xA-35+A- 35A16+A-16
I	5,6. ..8	3XA- 16+A16	3xA-25+A-25 3xA-35+A-35
I			2xA-16+A-16
I	8... 20,5	3xA-25+A- 25	3xA-35+A-35 3xA- 50+A-50
I			3xA-36+A-35
I	20,5... 26,4	3xA-35+A- 35	3xA-50+A-50 3xA25+A-25
I	БОЛЕЕ 20,6... 4	3xA-50+A- 50	3xA-35+A-35 3xA35+A-35
II	ДО 3,1	A16+ A16	2xA-16+A-16 3xA-16+A-16
II			3xA-25+A-25
II	3,1. ..5,8	2xA-16+A- 16	3xA-16+A-16 3xA25+A-25
II			3xA-35+A-35 3xA-
			16+A-16
II	5,8. ..13,5	3xA-16+A- 16	3xA-25+A-25 3xA35+A-35
II			3xA-50+A-50 2xA- 16+A-16
II	13,5. ..15;4	3xA-25+A- 25	3xA-35+A-35 3xA50+A-50
II			3xA-16+A-16

Вопросы для повторения:

1. Какие способы соединения проводов применяются?
2. На какой высоте крепятся розетки, выключатели? 3. Как выполняется ввод в здание?
3. Как прокладываются провода на каменной и деревянной стене?
4. Какие установочные материалы используют при монтаже проводки?
5. Какие способы по уменьшению потерь напряжения применяются в сети?
6. Какое минимальное значение сечения провода принимают на ВЛ-0,4 и 10кВ?
7. Чем вызвана потеря напряжения в сети?
8. От каких факторов зависит γ эк. (экономическая плотность тока в проводе)?
9. Как определяют активное и индуктивное сопротивления проводов из немагнитных и магнитных материалов?
10. Чем отличаются провода марок АН и АЖ от проводов из алюминия?
11. Провода каких марок применяют для открытой, скрытой и наружной проводок?
12. Из каких материалов делают герметическую оболочку кабелей?
13. Какие виды теплоотдачи в окружающую среду характерны для проводника при его нагреве?
14. От чего зависит длительно допустимая температура изолированных проводов и кабелей?
15. Почему и в каких случаях при защите сетей предохранителями и расцепителями приходится завышать площадь сечения проводов?
16. Как учитывают режим пуска электродвигателей при защите их предохранителями?

17. Как прокладывают кабельные линии?
18. Какие виды прокладки проводов применяют внутри зданий и сооружений?
19. Какие правила необходимо выполнять при выполнении электропроводок?
20. Как составляют схемы электропроводок?
21. Что присоединяют к нулю проводу трехфазной сети?

1.2.2 Неизолированные провода. Устройства и строительство воздушных линий

Неизолированные провода

На воздушных линиях электропередачи используют одно и многопроволочные провода. Из соображений механической прочности разрешается использовать алюминиевые провода сечением не менее 16 мм^2 , сталеалюминевые и биметаллические сечением не менее 10 мм^2 , стальные многопроволочные оцинкованные диаметром 5 мм. На ответвлениях к вводам допускается применять стальной однопроволочный оцинкованный провод марки ПСО-3 диаметром мм и изолированные алюминиевые провода с виниловым покрытием и несущим тросом марок АВТ-1 и АВТ-2.

Верхнее положение на опорах воздушных линий электропередачи занимают фазные провода, а нулевой провод, как правило, размещают под ними. В том случае, когда совместно с проводами линий электропередачи проложены провода наружного освещения, располагают ниже проводов линии электропередачи, т. е. под нулевым проводом.

На опорах воздушных линий напряжением 380/220 В с глухоземленной нейтралью допускается совместная подвеска проводов линий передачи и проводов радиотрансляционных

сетей напряжением до 360 В. При этом провода радиотрансляционной сети располагают ниже проводов-линий электропередачи. Расстояние между нижним проводом электропередачи (или нижним проводом наружного освещения) и верхним проводом радиотрансляционной сети должно быть не менее 1,5 м на опоре и не менее 1 м в пролете.

Расстояния между проводами по вертикали зависят от района гололедности. В I, II и III районах гололедности это расстояние должно быть не менее 40 см. В IV и особом районах гололедности его увеличивают до 60 см.

Расстояние между проводами в горизонтальном направлении зависит как от района гололедности, так и от пролета.

В I, II и III районах гололедности это расстояние должно быть не менее 20 см при пролете до 30 м и не менее 30 см при пролете более 30 м, а в IV и особом районах гололедности увеличено до 140 см.

Вся территория в зависимости от толщины стенки гололеда, образующегося на проводах линий электропередачи, условно разделена на ряд районов. Нормативной считают толщину стенки гололеда, приведенного к цилиндрической форме, с плотностью $0,9 \text{ г/см}^3$ на высоте 10 м над поверхностью земли.

В ПУЭ также приведены географические карты, по которым можно определить, к какому району гололеда относится та или иная местность.

Соединение проводов воздушных линий электропередачи должно обеспечивать надежный электрический контакт и высокую механическую прочность. Провода воздушных линий соединяют либо термитной сваркой, либо специальными зажимами. Провода различных сечений или из неоднородных металлов соединяют при помощи переходных зажимов и только на опорах.

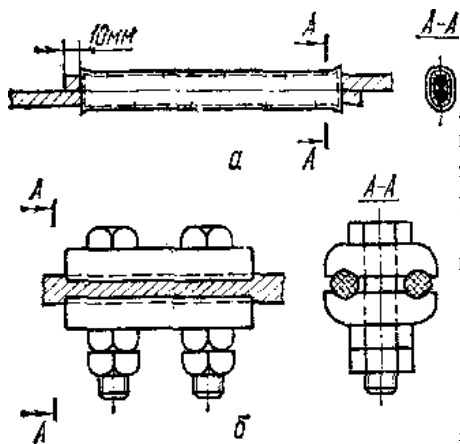


Рис. 21. Соединение проводов воздушных линий электропередачи: а — соединительные зажимы с последующим обжатием специальными клещами; б — соединительные пластинчатые зажимы.

Перед тем как поднимать провода на опору, их предварительно прокладывают по земле вдоль всей трассы линии или, по крайней мере, от одной анкерной опоры до другой. Затем их поднимают и накладывают при помощи специальных багров на крюки изоляторов. После этого и самом начале линии провода крепят к изоляторам анкерной опоры (возле трансформаторной подстанции) и натягивают их при помощи полиспаста, закрепленного на соседней анкерной опоре. Натянутые провода закрепляют на изоляторах анкерной опоры и лишь затем на изоляторах всех промежуточных опор. Крепление проводов к изоляторам показано на рис. 22.

Расстояние от проводов линии электропередачи до поверхности земли (в любой местности) должно быть не менее 6 м при максимальной стреле провеса, т. е. в условиях наивысшей температуры воздуха или наибольшего гололеда. В местах пересечения улиц ответвлениями от линий электропередачи к вводам в здания и сооружения расстояния от проводов до тротуаров и пешеходных дорожек могут быть уменьшены до 3,5 м. Если и это расстояние обеспечить не удастся, то возле здания или сооружения необходимо установить штыревым изоляторам на дополнительную опору.

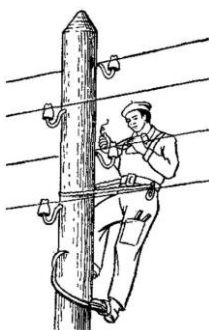


Рис 22. Вязка проводов штыревым изолятором на опоре

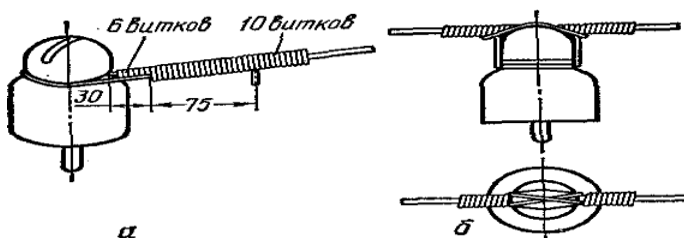


Рис. 23 Крепление проводов на головке изолятора: а – анкерное; б – промежуточное

Провода воздушной линии электропередачи над крышами зданий и сооружений не разрешается подвешивать так как, прохождение проводов воздушной линии электропередачи над крышами не допускается. Исключение составляют ответвления от линии электропередачи к вводам в здания и сооружения.

Пересечение проводами воздушной линии и электропередачи проводов линий связи и сигнализации допускается, но с условием, что расстояние по вертикали от проводов пиний связи и сигнализации не менее 1,25 м. Кроме того, крюки и штыри опор воздушной линии электропередачи, ограничивающих пролет пересечения, должны быть надежно заземлены.

Расстояние от проводов воздушной линии электропередачи до зданий, строений, сооружений и т. п. по горизонтали должно быть не менее 1,5 м, если в месте прохождения линии возможно пребывание людей (балконы, террасы, окна).

Провода ВЛ. Конструктивно провода выполняют одной многопроволочными, монометаллическими (из одного металла) и биметаллическими, или комбинированными (два металла). Выпускают провода следующих марок: А, АКП, АС, АСК, АСКС, АСКП, АН, АНКП, АЖ и АЖКП.

Медные провода марки м для воздушных линий в с/х не применяют из-за дефицитности и высокой стоимости меди. Согласно указанному ГОСТу площади поперечных сечений неизолированных проводов следующие: 10, 16, 25, 35, 50, 70, 95.мм и т.д.

Самонесущие изолированные провода (СИП). Провода предназначены для магистралей воздушных линий электропередачи (ВЛ) и линейных ответвлений от ВЛ.



Рис. 24. Эскиз самонесущего изолированного провода

Преимущества провода в том, что он имеет высокую прочность к механическим повреждениям и возможен монтаж без отключения электричества. Срок службы до 40 лет.

Механический расчет проводов, воздушных линий

Воздушные линии, находящиеся на открытом воздухе,

помимо основной нагрузки — веса проводов, подвергаются еще и значительным дополнительным нагрузкам от давления ветра, веса гололеда, образующегося на проводах, и др.

Воздушная линия должна быть достаточно прочной, чтобы выдержать механические нагрузки. Для надежной работы проводов, опор и других конструктивных элементов проводят расчеты механической прочности линии, или механический расчет.

Механический расчет воздушных линий основан на применении некоторых положений дисциплины «Сопротивление материалов», на обязательных указаниях Правил устройства электротехнических установок (раздел «Воздушные линии электропередачи напряжением до 1 кВ и выше 1 кВ») и Строительных норм и правил (СНиП).

Хотя механический расчет не связан непосредственно с электротехническими вопросами, знание его необходимо каждому электрику, так как без этого нельзя правильно проектировать электрические сети.

Следует, однако, иметь в виду, что разработаны типовые конструкции опор для различных напряжений и разных климатических районов России. Поэтому разработка конструкций опор и проведение механического расчета целесообразны только тогда, когда в типовых проектах отсутствуют опоры для данных условий или, когда нет сортамента материалов, предусмотренного типовым проектом.

Определение механических нагрузок на провода

На провода воздушных электрических линий действуют вертикальные нагрузки (собственный вес провода, вес образовавшегося на проводе гололеда) и горизонтальные нагрузки (давление ветра). При учете этих нагрузок делают некоторые допущения: предполагают равномерное

распределение нагрузок по длине провода, нагрузки принимают статическими, то есть неизменными по значению.

Под действием механических нагрузок в материале провода появляются механические напряжения на растяжение. На их значение влияют также напряжения, которые возникают в проводе при уменьшении его длины, с понижением температуры.

Таким образом, для определения нагрузок на провода и механических напряжений в материале проводов необходимо знать климатические условия в районе сооружения линии (толщину слоя гололеда, скорость ветра, максимальную, минимальную и среднюю температуру).

Наибольшие нормативные значения толщины стенки гололеда и скоростного напора ветра ($v^2/1,6$, где v — скорость ветра, м/с) для всех линий напряжением свыше 1 кВ определяют, исходя из повторяемости один раз в 10 лет, а для линий 3 кВ и ниже — один раз в 5 лет.

Расчетные температуры воздуха принимают по данным фактических наблюдений независимо от напряжения воздушной линии и округляют до значений, кратных пяти.

Территория России разделена на пять районов, которые отличаются толщиной стенки гололеда. Чтобы определить, к какому району относится данная местность, следует пользоваться специальными картами.

По скоростным напорам ветра территория России разделена на семь районов.

Механические нагрузки на провода принято определять в единицах силы на единицу сечения и единицу длины провода, то есть Н/(мм²·м), или МПа/м. Их называют удельными механическими нагрузками.

Удельные нагрузки от собственного веса провода зависят только от материала, из которого сделан провод, и не зависят от этого сечения.

Для многопроволочных проводов, учитывая поправки

провода, рекомендуют считать их длину на 2 ... 3 % больше, то есть вводить в уравнения и коэффициент 1,02 ... 1,03.

Гололед —g2. При температуре окружающего воздуха, близкой к 0°С, с последующим небольшим понижением температуры до — 5 °С на всех открыто расположенных предметах, в том числе и на проводах, образуется гололед в виде слоя льда. При температуре ниже — 5 °С гололед обычно не удерживается.

Интенсивность образования гололеда зависит от ряда условий, в том числе от высоты расположения данного места над уровнем моря, наличия незамерзших водоемов, способствующих созданию высокой влажности воздуха и т. д. В России есть районы, где гололед образуется очень интенсивно и толщина его слоя достигает 50 мм. Это приводит к большим разрушениям воздушных линий, поэтому в таких районах линию рассчитывают по фактическим условиям.

Механический расчет проводов

Длиной пролета, или пролетом l , называют горизонтальное расстояние между точками крепления провода.

Как известно, гибкая нить, обладающая весом, будучи натянутой между двумя точками, всегда провисает. Стрелой провеса / называют расстояние по вертикали между горизонталью, соединяющей точки крепления провода, и низшей точкой провода.

Габаритом линии h называют наименьшее расстояние по вертикали от провода при его наибольшем провисании до поверхности земли, воды, крыш зданий, головки рельса и т. п.

Из курса теоретической механики известно, что гибкая нить, подвешенная в двух точках, подчиняется математическому закону цепной линии. В том же курсе выведены соотношения для стрелы провеса и длины проводов в пролете.

Приведенные уравнения справедливы для любых пролетов, в том числе и очень длинных. Для пролетов с длиной, обычной в практике сооружения сельских воздушных линий, с достаточной точностью можно пользоваться этими уравнениями, отбросив последние члены в правой части.

Строительство воздушных линий

Подготовка к строительству. Решение о проектировании и строительстве сельских электрических сетей принимают на основе генерального плана развития энергосистем. Проекты выполняют институты "Сельэнергопроект" и "Энергосетьпроект", которые имеют разветвленные филиалы и конструкторские группы во всех крупных энергетических регионах.

Технический проект со сметой после его утверждения считают основным документом для финансирования строительства, заказа оборудования и разработки рабочих чертежей. Строительно-монтажная организация получает краткую пояснительную записку с приложениями и сметой, утвержденной заказчиком.

В процессе проектирования проводят исследования перспективных нагрузок электрифицируемого района и трассы линии на местности. Перспективные нагрузки определяют исходя из развития сельской электрификации на 10 лет вперед. Трассу линии геодезические группы намечают непосредственно на местности, причем сначала снимают ее план и продольный профиль, а для сильнопересеченной местности и поперечные профили.

После изыскания и нанесения всех данных на карту намечают расстановку опор: сначала анкерных и угловых, а затем -промежуточных. Точки размещения опор переносят на местность, устанавливая пикетные знаки.

Монтажная организация, которой поручено строительство линии, составляет проект работ, предусматривая их выполнение в заданные сроки с применением передовых

методов и обеспечением безопасности труда.

Монтаж ВЛ ведут строительно-монтажные тресты, в состав которых входят мощные механизированные колонны непосредственные производители работ.

Для лучшей организации строительства составляют сетевые графики. Сетевой график — это часть системы планирования и управления (СПУ). В нем отражены технологическая последовательность выполняемых операций и их взаимосвязь.

Для каждого вида работ определяют исполнителей, трудоемкость, потребность в машинах и механизмах, сроки обеспечения материалами и оборудованием. Намечают два срока выполнения работ ранний и поздний. Благодаря этому можно выявить резервы времени, установить оптимальные сроки начала и окончания отдельных операций, наиболее рационально использовать машины, механизмы, а также материальные и людские ресурсы.

Монтажные работы и технические средства для их проведения. Из-за протяженности трасс ВЛ часто приходится вести монтажные работы по участкам линий несколькими бригадами,двигающимися по трассе.

В настоящее время монтажные работы характеризуются высокой степенью механизации. Механизированные колонны оснащены современным высокопроизводительным оборудованием.

Основные работы при строительстве ВЛ проводят в такой последовательности.

Подготовительные работы включают в себя производственный пикетаж, вырубку просек и расчистку транс, переустройство расположенных на трассе инженерных сооружений и строительство временных.

Транспортные и такелажные работы это погрузка-разгрузка, а также перевозка материалов и конструкций, изготовленных заранее.

Работы по монтажу опор бурение котлованов, сборка

опор из заранее заготовленных деталей, установка, выверка и закрепление опор.

Работы по монтажу проводов раскатка, соединение и подъем проводов на опоры, натяжение с визированием стрел провеса, закрепление на изоляторах и устройство заземлений.

Пусконаладочные работы и сдача линии в эксплуатацию завершающий этап строительства.

Рассмотрим подробнее каждый из перечисленных видов работ.

Если трасса проходит по лесным насаждениям, необходимо вырубать просеку. Поваленные деревья очищают от сучьев и укладывают в штабеля с обеих сторон по границам просеки. В местах сооружения опор выкорчевывают пни.

Ширина просеки должна быть равна расстоянию между крайними проводами линии плюс 3 м в каждую сторону от них. Если высота деревьев более 4 м, то к расстоянию между крайними проводами прибавляют удвоенную высоту основного лесного массива.

Для валки деревьев применяют бензодвигательные пилы. Трелевку деревьев выполняют обычными или трелевочными тракторами. Мелколесье и кустарники расчищают бульдозерами или кусторезами.

При прокладке новых линий иногда требуется переустраивать существующие, пересекающие намеченную трассу. Это вызвано необходимостью сохранить минимально допустимые расстояния пересекающихся линий электропередачи с линиями связи и радио.

В подготовительные работы входит сооружение различных временных строений: общежитий, складов, гаражей и т. п.

Для транспортного обслуживания строящейся ВЛ можно применять обычные машины, однако для перевозки конструкций невысокой прочности, например, железобетонных стоек, нужны специальные платформы, оборудованные

гидрокранами (рис. 25). В механизированной колонне должны быть вездеходные машины, так как грузы часто приходится перевозить по бездорожью и в распутицу.

Бараны с проводом или кабелем транспортируют в вертикальном положении, обязательно закрепляя растяжками и подклиная. Изоляторы, линейную арматуру, поковки и крепеж вывозят на трассу в прочной деревянной таре.

Для такелажных работ используют краны обычных и специальных конструкций, например, монтажный кран СМК-10, смонтированный на шасси автомобиля МАЗ. Нормальный вылет стрелы 10 м можно увеличить до 16 м.

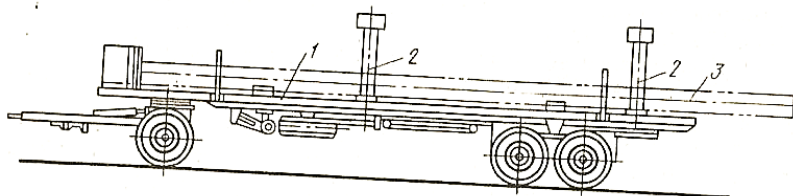


Рис. 25. Платформа для перевозки железобетонных стоек опор: 1 рама; 2 гидрокран; 3 – стойка.

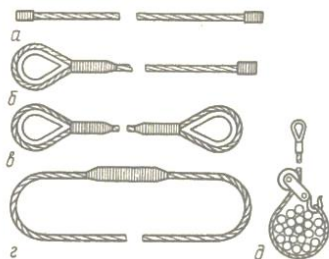
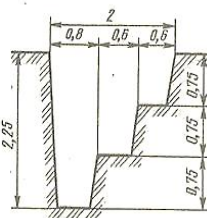


Рис. 26. Стропы для погрузочно разгрузочных работ: а – одинарный; б – одинарный с петлей и коушом; в – одинарный с двумя петлями; г – кольцевой универсальный; д – одинарный с двумя петлями-коушами и свободным крюком

Рис. 27. Котлован для устоновки односточной опоры (размеры в метрах)



Основные такелажные средства стальные тросы выбирают так, чтобы они выдерживали заданные усилия. Для захвата грузов используют стропы (рис. 26).

Котлованы под опоры бурят специальными машинами, а если необходим прямоугольный котлован, то грунт выбирают экскаваторами. Вручную котлованы выкапывают только при установке одиночных опор. На рис. 27 показаны размеры котлована, выполненного вручную. Для удобства работы котлован роют уступами.

Бурильно-крановые установки собирают на базе тракторов СТЗ-НАТИ или автомашин ГАЗ либо ЗИЛ. Установки снабжены бурами, рассчитанными на диаметр котлована от 0,3 до 0,8 м и глубину от 1,7 до 3,5 м. Время бурения не более 10...12 мин. Эти же машины используют для установки опор.

Деревянные опоры собирают из антисептированных элементов на месте установки или заранее. Основные узлы сборки, крепление траверсы и сопряжение стойки с приставкой изображены на рисунках 28 и 29.

Опоры поднимают обычно с помощью крана и трактора (в особых случаях трактора и падающей стрелы) и закрепляют опоры. После установки опор монтируют провода. Первый этап монтажа-раскатка. Предварительно детально осматривают трассу. Раскатывают, как правило, одновременно провода всех трех фаз и тросы, если они есть.

При монтаже проводов должна быть предусмотрена надежная связь: звуковая (свистки и рупоры через каждые 100 м), зрительная (флаги при хорошей видимости), телефонная и радио. Необходимо заранее установить значение сигналов (например, "Остановить работы", "Продолжить работы", "Внимание" и др.) и провести тренировку со всеми членами бригады.

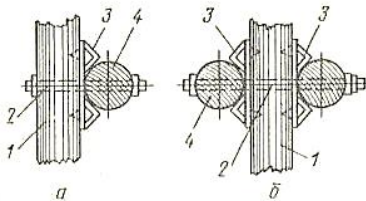


Рис. 28. Крепление траверс стойке опоры одной (а), и двух (б): 1 – стойка; 2 – болт; 3 – седло; 4 – траверса. 3 – проволочный бандаж; 4 – припасовочный хомут; 5 – планка; 6 – гайка.

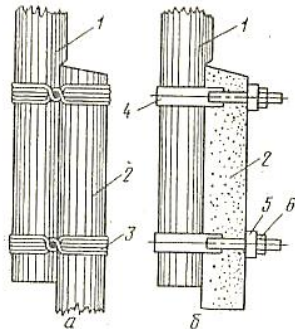


Рис. 29. Сопряжение стойки к с деревянной (а) и железобетонной (б) приставками: 1 – стойка; 2 – приставка;

Для раскатки барабан устанавливают на специальные станок или тележку. На рис. 30 показаны раскатка и подъем проводов на опоры при помощи трактора с телескопической вышкой. Если нет телескопической вышки, то провода поднимают монтажным тросом через блоки, закрепленные в траверсе и внизу опоры. Затем провода натягивают, визируют и крепят к изоляторам на промежуточной опоре или на анкерной (рис. 31).

На ВЛ низкого напряжения при монтаже проводов различных площадей сечений стрелу провеса делают одинаковой.

При сооружении линий небольшой длины все работы ведут вручную, однако и здесь не исключено применение машин и механизмов.

Изоляторы воздушных линий

Основное назначение изоляторов воздушных линий изолировать провода от опор и других несущих конструкций. В большинстве случаев изоляторы выдерживают значительные механические нагрузки. Материал изоляторов должен удовлетворять перечисленным требованиям и, кроме того, быть приспособленным к работе на открытом воздухе под воздействием переменных температур, осадков, солнца и т. д. Таким материалом является фарфор, поэтому изоляторы воздушных линий изготавливают главным образом из фарфора.

Изоляторы воздушных линий всех типов изготавливают также из стекла. Механическая прочность их выше, а размеры и масса меньше, чем у фарфоровых. При электрическом пробое стеклянные изоляторы разрушаются, что значительно упрощает контроль за их состоянием.

Изоляторы воздушных линий в зависимости от способа крепления их на опоре разделяют на штыревые и подвесные.

Штыревые изоляторы крепят на штырях или крюках и применяют в сельских сетях при напряжениях до 35 кВ включительно. На рисунке 1 показаны штырь, крюк высокого напряжения с изолятором и крюк низкого напряжения. Низковольтные изоляторы почти всегда крепят на крюках, изоляторы высокого напряжения в линиях с небольшими пролетами и проводами малых и средних сечений крепят также на крюках, а с большими пролетами и сечениями — на штырях, укрепляемых на траверсах (поперечинах).

На линиях низкого напряжения применяют штыревые изоляторы (рис. 30, а) разных размеров. На прямых участках провод крепят к головке изолятора, а на поворотах линии — к шейке.

Для линий напряжением 10 кВ применяют штыревые изоляторы ШФ10 (рис. 30, б), для напряжений 20 и 35 кВ — изоляторы ШФ35 (рис. 30, в).

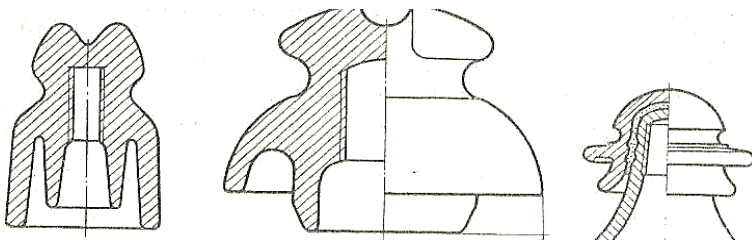


Рис. 30. Штыревые изоляторы:
 а типа ТФ для линий напряжением 0,38 кВ; б типа ШФ10; в ШФ35. Масштабы изображения разные

Кроме того, на линиях напряжением 35 кВ и выше используют подвесные изоляторы (рис. 31). В верхней части такого изолятора есть ушко, а в нижней — серьга. Серьга верхнего изолятора входит в ушко нижнего, образуется прочное соединение нескольких изоляторов — гирлянда. Ушко верхнего изолятора крепят к опоре, а к серьге нижнего изолятора крепят провод. Число изоляторов в гирлянде зависит от напряжения линии и материала опор.

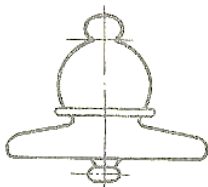


Рис. 31. Подвесной изолятор

На воздушных линиях напряжением 6 ... 110 кВ в гирляндах подвесных изоляторов на 6 ... 10 кВ должен быть 1 изолятор, на 20 кВ — 2, на 35 кВ — 3, на 110 кВ — 7 ... 8 изоляторов.

Линии напряжением 110 кВ и выше можно прокладывать только на подвесных изоляторах, 35 кВ и ниже — на штыревых или подвесных.

Опоры воздушных линий

Общая характеристика опор. Опоры воздушных линий поддерживают провода на необходимом расстоянии от

поверхности земли, проводов других линий, крыш зданий и т. п. Опоры должны быть достаточно механически прочными в различных метеорологических условиях (ветер, гололед и пр.).

В качестве материала для опор на сельских линиях широко применяют древесину деревьев хвойных пород, в первую очередь сосны и лиственницы, а затем пихты и ели (для линий напряжением 35 кВ и ниже). Для траверс и приставок опор ель и пихту применять нельзя.

Деревянные опоры изготовляют из круглого леса — бревен со снятой корой. Стандартная длина бревен колеблется от 5 до 13 м через 0,5 м, а диаметр в верхнем отрубе от 12 до 26 см через 2 см. Толщину бревна в комле, то есть в нижнем, толстом конце, определяют естественной конусностью ствола дерева. Изменение диаметра бревна на каждый погонный метр его длины, называемое сбегом, принимается 0,8 см. Чем больше длина бревен для опор, тем выше стоимость кубического метра древесины. Древесина опор подвергается воздействию внешних условий и особенно переменной влажности в месте заделки в землю. Вследствие этого она гнивает, разрушается и, если не принять специальных мер, быстро выходит из строя.

Срок службы опор из непропитанной древесины в средней части России составляет: для опор из сосны 4 ... 5 лет, из лиственницы 14 ... 15 лет, из ели 3 ... 4 года. В южных районах, где высокие температуры способствуют ускоренному гниению древесины, срок службы непропитанных опор уменьшается в 1,5 ... 2 раза против приведенных цифр. В связи с этим необходимо применять бревна, только пропитанные антисептиком, за исключением лиственницы зимней рубки, которая не требует пропитки.

Наилучшим способом антисептирования древесины опор признана пропитка ее каменноугольным маслом, получаемым при перегонке сырой каменноугольной смолы.

Хорошие результаты дает также пропитка антраценовым маслом и флегмой. Влажность древесины должна быть не более 25 %. Бревна, предназначенные для изготовления опор, при пропитке загружают в стальной цилиндр. В него вводят консервирующую жидкость и создают на некоторое время давление до 0,9 МПа для того, чтобы жидкость проникла в глубь древесины. После этого в цилиндре создают разрежение, чтобы жидкость стекла. На этом процесс пропитки заканчивается. Срок службы опор при описанном способе пропитки значительно увеличивается и достигает в средней части России 25 ... 30 лет. В зарубежной практике он принимается даже 35 ... 40 лет.

Сосновую и еловую древесину можно пропитывать водорастворимыми антисептиками. Для этой цели рекомендуется донаткт разных марок. При пропитке древесины в стальных цилиндрах под давлением влажность ее может быть в пределах от 30 до 50 %. Древесину загружают в цилиндр на 15 мин, создают в нем вакуум, затем на 1.. 2,5 ч подают раствор антисептика под давлением 1,3 МПа.

Древесину при влажности 60 ... 80 % можно пропитывать водорастворимыми антисептиками также в ваннах в течение 20 ч с последующим прогревом до 100 ... 110 °С в течение 2 ч.

Древесину из ели, пихты и лиственницы перед пропиткой любым способом следует накалывать на глубину 15 мм. Длина на-кола 6 ... 19 мм, ширина 3 мм. Сетка наколов зависит от вида пропитки.

Для увеличения срока службы опор, пропитанных водорастворимыми антисептиками, рекомендуют через 15... 17 лет эксплуатации ставить на них антисептические бандажи. Бандаж ставят на часть опоры, расположенную выше поверхности земли на 30 см и ниже ее также на 30 см. Его изготавливают из полосы толя, рубероида или пергамина шириной 70 см. На

опору наносят слой антисептической пасты, бандаж прибивают гвоздями и обвязывают проволокой. Столб возле бандажа и сам бандаж покрывают слоем битума.

Учитывая ядовитые и опасные в пожарном отношении свойства антисептиков, работу по пропитке древесины диффузионным методом проводят с соблюдением правил безопасности.

Все большее распространение получают железобетонные опоры, изготавливаемые на специальных предприятиях. Для напряжений не более 35 кВ линии изготавливают на вибрированных стойках, на двухцепных линиях 35 и 110 кВ также на центрифугированных стойках. Их срок службы в среднем в два раза выше, чем на деревянных, хорошо пропитанных опорах. Отпадает необходимость в использовании древесины» повышается надежность электроснабжения. В ближайшие годы до 50 % сельских воздушных линий будет сооружаться на железобетонных опорах.

По назначению опоры воздушных линий разделяют на промежуточные, анкерные, угловые, концевые и специальные.

Промежуточные опоры предназначены только для поддержания проводов, их не рассчитывают на одностороннее тяжение. В случае обрыва провода с одной стороны опоры при креплении его на штыревых изоляторах он проскальзывает в вязке и одностороннее тяжение снижается. При подвесных изоляторах гирлянда отклоняется и тяжение также снижается.

Промежуточные опоры составляют подавляющее большинство (свыше 80 %) опор, применяемых на воздушных линиях.

На анкерных опорах провода закрепляют жестко, поэтому такие опоры рассчитывают на обрыв части проводов. К штыревым изоляторам на анкерных опорах провода крепят особенно прочно, увеличивая при необходимости число

изоляторов до двух или трех. Часто на анкерных опорах вместо штыревых ставят подвесные изоляторы. Будучи более прочными, анкерные опоры ограничивают разрушения воздушных линий в аварийных случаях. Для надежности работы линий анкерные опоры устанавливают на прямых участках не реже чем через 5 км, а при толщине слоя гололеда свыше 10 мм не реже чем через 3 км.

Концевые опоры — это разновидность анкерных. Для них одностороннее тяжение проводов — не аварийное состояние, а основной режим работы.

Угловые опоры устанавливают в местах изменения направления воздушной линии. При нормальном режиме угловые опоры воспринимают одностороннее тяжение по биссектрисе внутреннего угла линии. Углом поворота линии считают угол, дополняющий до 180° внутренний угол линии.

При небольших углах поворота (до 20°) угловые опоры выполняют по типу промежуточных, для больших углов поворота (до 90°) — по типу анкерных.

Специальные опоры сооружают при переходах через реки, железные дороги, ущелья и т. п. Они обычно значительно выше нормальных, и их выполняют по особым проектам.

По конструкции различают опоры цельностоечные и составные из стоек и приставок. Деревянные опоры выполняют на деревянных либо на железобетонных приставках. При прохождении воздушных линий по местам, где возможны низовые пожары, следует применять опоры с железобетонными приставками. Для цельностоечных опор, которые желательно использовать, необходимо применять длинномерную антисептированную древесину высокого качества, что ограничивает их распространение, подъем проводов на опору вдвоем: первый с помощью лаз или монтерских когтей, используя пояс безопасности, подниматься на опору, опускает «удочку» веревку с закрепленным на

ней крючком. Второй кладет на крюк удочки провод, а первый поднимает его наверх и размещает на крюке. Аналогично остальные провода поднимаются наверх и раскладываются на крюках так, чтобы они не перекрещивались, что может привести к короткому замыканию при подаче напряжения, натяжка проводов крепление провода к шейке изолятора.

При проектировании линии сначала определяют трассу на карте стремясь выбрать ее направление возможно более прямолинейным, но в тоже время избегая прокладки линии в лесу, по болотам и другим неудобным местам, а также излишних переходов через другие линии, дороги и прочие препятствия. При выборе трассы предусматривают наличие дорог в непосредственной близости от нее, для удобства монтажа и обсуждения будущей воздушной линии. Окончательное направление трассы линии выбирают при обследовании местности.

Наиболее трудоемкая часть сооружения воздушных линий это земляные работы. На прямых участках котлованы роют также вдоль линии. На дно кладут большой камень, а при слабом грунте укрепляют дно несколькими камнями. Деревянные опоры разводят вдоль трассы и укладывают возле вырытых котлованов.

Предварительно на опоры укрепляют крюки или штыри с изоляторами. На крюки или штыри навивают кабельную пряжу или пенку, протирают суриком, смешанным с олифой. Для этого применяются также пластмассовые колпачки. Правильность установки поднятых опор проверяют отвесом, а также по линии оси. Грунт засыпают слоями толщиной 150.. 200мм. Каждый слой тщательно утрамбовывают.

Раскатанные по земле провода линии низкого напряжения натягивают вручную полипластом, линии высокого напряжения с большим пролетом трактором или лебедкой.

Стрелу провеса проводов устанавливают в соответствии от температуры воздуха или определяют по усилию с которым натягивают провод. Алюминиевый провод привязывают к изолятору алюминиевой проволокой, стальной провод мягкой стальной оцинкованной проволокой, диаметром соответственно 3,5мм и 2,0...2,7мм. Заземление применяют для обеспечения нормального режима работы электроустановок, для защиты людей от поражения электрическим током.

Повторное заземление нулевого провода нужно выполнять на концах В. Л. или ответвлениях более 200м. а также на вводах в здание, электроустановки которых подлежат заземлению.

Повторное заземление на ВЛ. выполняется через 100...200м.

Спуск на опоре делают из стальной проволоки диаметром не менее 6м.

В сельском электроснабжении кабельные линии можно сооружать на напряжении до 1000В. и ВЫШЕ 1000В, для распределения электроэнергии от подстанции 6...10/0,4кВ. к производственным помещениям, к жилым многоэтажным застройкам.

Линия электропередачи это, по сути дела, установка для передачи и распределения электрической энергии, входящая в электрическую сеть. Напомним, что электрической сетью называют часть электрической системы, состоящую из подстанций и линий электропередачи различных напряжений.

Линии электропередачи могут быть воздушными (сокращенно ВЛ) и кабельными.

Воздушной линией называют устройство для передачи и распределения электрической энергии по проводам, расположенным на открытом воздухе и закрепленным на

опорах или кронштейнах инженерных сооружений при помощи арматуры и изоляторов. На воздушных линиях, как правило, подвешивают неизолированные провода.

Кабельные линии состоят из специально изолированных проводов (кабелей) с наружной защитной оболочкой. Их прокладывают в земле (траншеях, туннелях, бетонных блоках), а в производственных помещениях по стенам, конструкциям и в полу.

К низковольтным относят воздушные и кабельные линии электропередачи напряжением до 1000 В включительно. Заметим, что, хотя термин «низковольтные линии» еще бытует в практике, он является устаревшим. В действующих ПУЭ вместо него употребляют термин «линии напряжением до 1000В».

В сельском хозяйстве, как правило, применяют электрические сети напряжением 380/220 В с глухозаземленной нейтралью. Поэтому и линии электропередачи в сельском хозяйстве выполняют тоже на напряжение 380/220 В с глухозаземленным нулевым проводом.

Опоры воздушных линий электропередачи напряжением до 1000 В представляют собой деревянные стойки длиной от 6,5 до 9 м и диаметром от 14 до 22 см, укрепленные на железобетонных или деревянных приставках.

Деревянную стойку опоры прикрепляют к приставке при помощи бандажей, выполняемых из мягкой оцинкованной проволоки диаметром 4 мм и более. Если нет оцинкованной проволоки, допускается применение неоцинкованной диаметром не менее 5 мм, которую для защиты бандажа от коррозии покрывают асфальтовым лаком.

Число витков бандажа, если нет специальных указаний в проекте, принимают равным 12 для проволоки диаметром 4 мм, 10 при диаметре 5 мм и 8 мм, когда используется проволока диаметром 6 мм.

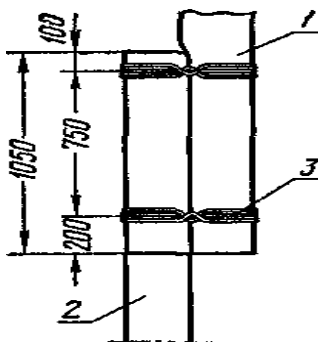


Рис 32. Сопряжение деревянной стойки опоры линии электропередачи с железобетонной приставкой; 1 — стойка; 2 — приставка; 3 — проволочный бандаж.

Общий вид сопряжения деревянной стойки опоры с железобетонной приставкой показан на рисунке 1.

Различают промежуточные, переходные и повышенные переходные, концевые анкерные и угловые анкерные опоры воздушных линий электропередачи.

Промежуточные опоры ставят на прямых участках трассы.

Они поддерживают подвешенные провода и не рассчитаны на восприятие усилий, направленных вдоль линии.

Переходные и повышенные переходные опоры применяют на прямых участках трассы, по там, где провод, должны быть расположены выше, чем обычно (при переходе линии через автодороги II класса, линии связи II и III класса и радиолнии в населенной местности). Как и промежуточные, они не воспринимают усилий, направленных вдоль линии.

Концевые анкерные опоры устанавливают на концах линии электропередачи. Они служат для восприятия усилий, направленных вдоль линий, и поэтому выполняются более прочными и жесткими, чем промежуточные.

Угловые анкерные опоры располагают в местах поворота линий электропередачи. Они воспринимают усилия, вызванные натяжением проводов и направленные по биссектрисе угла поворота линии. Как и концевые анкерные, это опоры повышенной прочности и жесткости.

Основные размеры промежуточных опор линий электропередачи приведены в таблице 1.

Основные размеры переходных и повышенных переходных опор линий электропередачи даны в таблице 2.

Основные размеры конечных анкерных опор линий электропередачи представлены в таблице 3.

Основные размеры угловых анкерных опор линий электропередачи приведены в таблице 4.

Буквы и цифры в обозначении опор линий электропередачи означают следующее: прописные (большие) буквы — назначение опоры (П — промежуточная, ПП — промежуточная переходная, КА — конечная анкерная, У А — угловая анкерная); строчные (малые) буквы указывают напряжение линии электропередачи; цифра после букв типа размер опоры.

Например, марка УАа2 расшифровывается так: опора угловая анкерная для линии электропередачи напряжением 0,4 кВ, второго типоразмера.

Буквы и цифры в обозначении деревянной стойки, приставки и подкоса показывают принадлежность детали к определенному виду опоры (прописные буквы), напряжение линии электропередачи (строчные буквы), номер позиции детализованного чертежа (первая цифра), типоразмер детали (вторая цифра, отделенная от первого дефисом).

Обозначение унифицированных железобетонных трапецеидальных приставок содержит сведения о наименовании изделия (ПТ -приставка трапецеидальная), типе железобетона (о — обычный н — предварительно напряженный), наибольшем изгибающем моменте (первое число после дефиса), длине приставки (второе число, отделенное от первой дефисом).

Для опор линий электропередачи применяют пропитанные антисептиком бревна леса*1 П сорта. Допускается также использование бревен из непрочитанной лиственницы зимней рубки. Диаметр бревен в верхнем отрубе должен быть не менее 14 см. В некоторых случаях, напри мер

для опор, устанавливаемых дополнительно на ответвлениях к вводам в здания, диаметр бревен в верхнем отрубе может быть уменьшен до 12 см.

Антисептик — это специальный состав, противостоящий гниению древесины. Бревна для опор линий электропередачи пропитывают антисептиком на заводах или монтажно-заготовительных участках в автоклавах, горячехолодных ваннах или другим равноценным способом. К антисептированию опор допускается специально инструктированный персонал.

Размер заглубления опоры определяют в зависимости от ее высоты, числа укрепленных на ней проводов, грунтовых условий и способа производства земляных работ. Для одностоечной опоры ориентировочные размеры котлована показаны на рисунке 2.

Места установки опор линий электропередачи выбирают с таким расчетом, чтобы опоры не затрудняли движения транспорта и пешеходов. Они не должны загромождать входы в здания, въезды во дворы и т. д. Там, где имеется опасность повреждения опоры транспортом, рядом с опорой (со стороны возможного наезда) следует устанавливать отбойную тумбу. При установке опор на затапливаемых участках трассы грунт возле опор во избежание его размыва укрепляют (подсыпают землю, мостят и т. п.).

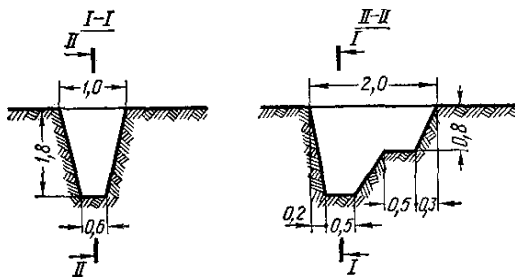


Рис. 33. Котлован для одностоечной опоры

На каждой опоре линии электропередачи должен быть поставлен номер и год ее установки. Нумерацию ведут со стороны линии (от подстанции).

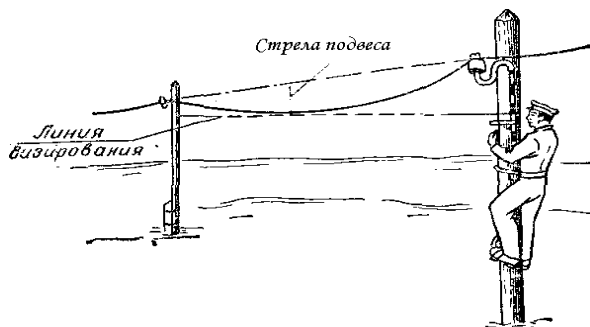


Рис 34. Проверка стрелы подвеса

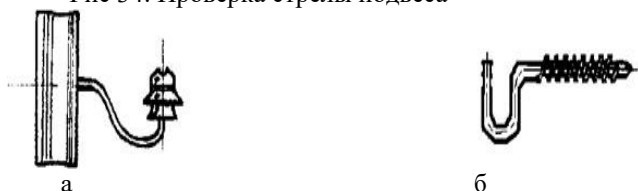


Рис. 35. Крюки для высокого (а) и низкого (б) напряжения

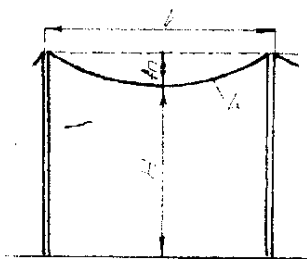


Рис. 36. Расположение провода и пролет: L – длина; l – длинна пролета; f_n – стрела провеса; K – габарит линии.

Рис. 37. Ввод провода в здание через кирпичную стену:

- 1 – эбонитовая трубка;
- 2 – втулка; 3 – отверстие; 4 – фарфоровая воронка; 5 – изоляция.

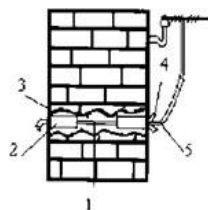


Таблица 1.3 Нормативная толщина стенки по гололеду

Район по гололеду	Нормативная толщина стенки гололеда, мм, с повторяемостью	
	1 раз в 5 лет	1 раз в 10 лет
I	5	5
II	5	10
III	10	15
IV	15	20
Особый	20 и бо- лее	Более 22

Прокладывая воздушные линии электропередачи по лесным массивам и зеленым насаждениям, вырубать просеки не обязательно. Достаточно, чтобы расстояния между проводами и вершинами деревьев и кустов не превышали 1 м в горизонтальном и вертикальном направлениях при максимальной стреле провеса и наибольшем отклонении.

В подобных случаях непосредственно перед сдачей линии в эксплуатацию выполняют следующие работы: делают внешний осмотр линии, проверяя, соответствует ли она техническому проекту; убеждаются в равномерности распределения нагрузки по фазам; измеряют сопротивление растеканию заземляющих и грозозащитных устройств; проверяют стрелы провеса и расстояния по вертикали в пролетах и пересечениях от низшей точки провода до земли и до пересекаемых линий, а по горизонтали до домов, деревьев и т. п.

При сдаче в эксплуатацию линии электропередачи монтажная организация должна представить следующую документацию:

1) технический проект линии электропередачи со всеми изменениями и дополнениями, внесенными в проект в процессе строительства. Все изменения и дополнения обязательно должны быть согласованы с проектной организацией;

2) исполнительную схему сети, на которой должны быть указаны типы опор, марки, сечения и количество проводов, защитные заземления, средства грозозащиты и др.

3) акты осмотра выполненных переходов и пересечений, составленные вместе с представителями заинтересованных организаций, акты на скрытые работы по устройству повторных и грозозащитных заземлений, акты на скрытые работы по заглублению опор;

4) протоколы измерений сопротивлений растеканию заземляющих устройств с описанием конструкции заземлителей;

5) паспорт линии;

б) инвентарную опись линии электропередачи (включая вспомогательные сооружения и передаваемый аварийный запас материалов и оборудования);

7) протоколы контрольной проверки стрел провеса проводов и габаритов сдаваемой в эксплуатацию воздушной линии электропередачи.

Применяются ли в сельском хозяйстве кабельные линии электропередачи напряжением до 1000 В?

Да, и особенно широко при строительстве крупных комплексов по производству молока и мяса на промышленной основе.

Какая документация должна быть представлена монтажной организацией при сдаче в эксплуатацию кабельной линии электропередачи?

При сдаче в эксплуатацию кабельной линии монтажная организация должна представить следующую документацию:

1) проект кабельной линии с перечнем отклонений от него и с обязательным указанием, когда и с кем эти отклонения согласованы;

2) исполнительные чертежи трассы кабельной линии, выполнение в масштабе 1 : 200 или 1 : 500, с указанием ее

координат относительно существующих капитальных сооружений или специально

Остановленных знаков;

3) акты на скрытые работы с обязательным указанием пересечений и сближений кабеля со всеми подземными коммуникациями, а также акты на монтаж кабельных муфт и акты на осмотр проложенных в траншеях и каналах кабелей перед их закрытием;

4) акты о состоянии заделок концов кабеля на барабанах с приведением даты поступления кабеля на монтажную площадку. При необходимости должны быть представлены протоколы прогрева, скрытия и осмотра образцов;

5) протоколы заводских испытаний кабелей;

6) протоколы испытаний кабельной линии электропередачи после ее монтажа;

7) акт о наличии бирок, которые должны быть установлены на всех кабельных муфтах и заделках, а также на открыто проложенных участках кабеля (обычно на концах линии). На кабельной бирке указывают напряжение, марку и сечение кабеля, номер фидера или его наименование. На бирке кабельной муфты указывают дату монтажа, организацию, выполнявшую монтаж, и фамилию монтера, ответственного за производство работ по разделке кабеля и монтажу кабельной муфты.

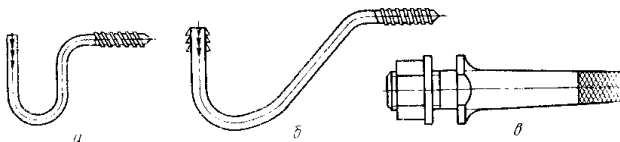


Рис. 38. Крюки и штыри для крепления изоляторов:
а и б – крюки КН и КВ для крепления низковольтных и высоковольтных изоляторов; в – штырь для крепления высоковольтных изоляторов.

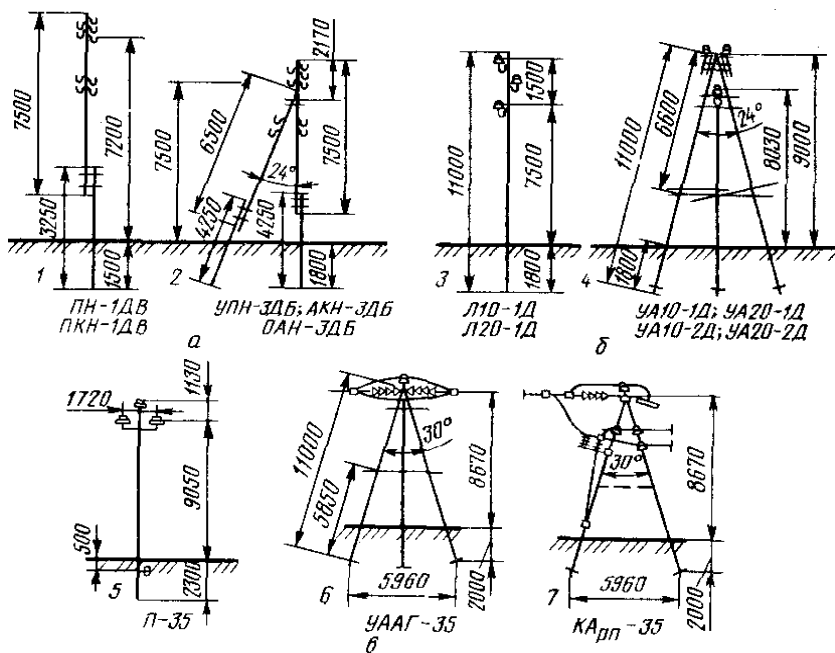


Рис. 39. Опоры, разработанные Сельэнергопроектом для линий напряжением 380/220 В (с), 6...20кВ(б)и35кВ(в):

1 — промежуточная для I—III районов по гололеду; 2 — анкерная для IV и особого районов по гололеду; 3 — промежуточная для населенной местности в

I—II районах по гололеду; 4 — угловая анкерная для населенной и ненаселенной местности в I—IV районах по гололеду; 5 — промежуточная для ненаселенной местности; 6 — угловая анкерная трехстоечная; 7 — концевая анкерная с разъединителями и разрядниками

Вопросы для повторения:

1. Какими могут быть линии электропередачи?
2. На какие напряжения выполняются низковольтные линии электропередачи в сельской местности?
3. Какие опоры применяют для воздушных линий?
4. Что означает буква и цифра в обозначении опор линий электропередач?

5. Какую древесину применяют для опор В.Л?
6. Насколько заглубляют опоры В.Л в землю?
7. Какие провода применяют для В.Л?
8. Как располагаются провода на опорах В.Л?
9. Чему равны расстояния между проводами на опоре В.Л?
10. Как соединяют провода на В.Л?
11. Какая линейная арматура применяется на В.Л?
12. Что такое стрела провеса провода, пролёт, габарит В.Л?
13. Как сдаются построенные линии электропередач в эксплуатацию и какая документация должна быть представлена
14. Как близко от зданий и сооружений могут проходить провода воздушной линии электропередачи?
15. Какой должна быть площадь сечения нулевого провода?

1.2.3 Электрические нагрузки в жилых домах, производственных и общественных помещениях

Понятие электрической нагрузки

Электроприемники, включенные в электрическую сеть для работы, создают в сети нагрузки, которые выражаются в единицах мощности или тока. Электроприемники присоединяются к электрическим сетям в одиночку или группами. В состав группы могут входить электроприемники как одинакового, так и различного назначения и режима работы [1-3]. Режим работы системы электронабжения одинаковых приемников или их групп зависит от режима работы или сочетаний режимов работы одиночных приемников или их групп.

В процессе работы электроприемников характер

нагрузки в сети может оставаться неизменным, изменяться в отдельных или всех фазах, сопровождаться появлением высших гармоник тока или напряжения. В связи с этим нагрузку в сети можно разделить на спокойную симметричную (преобладающее большинство трехфазных электроприемников), резкопеременную, несимметричную и нелинейную. Резкопеременная, несимметричная и нелинейная нагрузка относятся к специфическим нагрузкам. Резкопеременная нагрузка характеризуется резкими набросами и провалами мощности или тока. Несимметричная нагрузка характеризуется неравномерной загрузкой фаз. Она вызывается однофазными и реже трехфазными приемниками с неравномерной загрузкой фаз. При несимметричной нагрузке в сети возникают токи прямой, обратной и нулевой последовательности. Нелинейная нагрузка создается электроприемниками с нелинейной вольтамперной характеристикой. При нелинейной нагрузке в сети появляются высшие гармоники тока или напряжения, искажается синусоидальная форма тока или напряжения. Специфические нагрузки обычно создаются электродуговыми печами, сварочными установками, полупроводниковыми преобразовательными установками. Эти установки, в основном, принадлежат промышленным предприятиям. Учитывая связь электрических сетей промышленных предприятий и сетей сельскохозяйственного назначения через трансформаторные подстанции, можно считать, что специфические нагрузки промышленных предприятий оказывают влияние и на электрические сети сельскохозяйственного назначения. По мощности электроприемники сельскохозяйственного назначения можно разделить на три группы: большой мощности (свыше 50 кВт), средней мощности (от 1 до 50 кВт) и малой мощности (до 1 кВт). Некоторые приемники

используют для работы постоянный ток и токи повышенной (до 400 Гц) или высокой частоты (до 10 кГц). Во время работы одни группы приемников могут допускать перерывы в электроснабжении, в то же время перерыв в электроснабжении других недопустим. По надежности и бесперебойности электроснабжения электроприемники делятся на три категории. К первой категории относятся электроприемники и комплексы электроприемников, перерыв электроснабжения которых может повлечь за собой опасность для жизни людей, значительный ущерб (повреждение основного оборудования), расстройство технологического процесса. Эти приемники должны иметь возможность обеспечения электроэнергией не менее чем от двух независимых источников питания. Нарушение их электроснабжения допускается только на время автоматического восстановления электроснабжения от второго источника. Ко второй категории относятся электроприемники и комплексы электроприемников, перерыв электроснабжения которых приводит к массовому невыпуску продукции, простоям рабочих и механизмов. Электроснабжение приемников второй категории должно обеспечиваться от двух независимых источников питания. Перерыв в электроснабжении допускается на время, необходимое для автоматического и оперативного переключения на второй источник. К третьей категории относятся электроприемники и комплексы электроприемников, не попадающие под определения первой и второй категорий. Электроснабжение их может осуществляться от одного источника питания. Перерыв электроснабжения допускается на время проведения восстановительных работ, но не более одних суток. Работа большинства электроприемников сопровождается потреблением из сети не только активной, но и реактивной мощности. Активная

мощность преобразуется в теплоту, механическую мощность на валу рабочей машины и т. п. Реактивная мощность расходуется на создание магнитных полей в электроприемниках. Ее основными потребителями являются асинхронные двигатели, трансформаторы, реакторы, индукционные печи, в которых ток отстает по фазе от напряжения. Потребителями реактивной мощности также являются электроустановки, работа которых сопровождается искажением синусоидальной кривой тока или напряжения. Установки с опережающим током являются источниками реактивной мощности. Их применяют для компенсации реактивной нагрузки с индуктивным характером цепи. Таким образом, нагрузка в электрической сети представляется активными и реактивными нагрузками. Появление в распределительной сети электрической нагрузки вызывает нагрев токоведущих частей – проводов, кабелей, коммутационных аппаратов, обмоток электродвигателей и трансформаторов. Чрезмерный их нагрев может привести к преждевременному старению изоляции и ее износу. В связи с этим температура токоведущих частей не должна превышать допустимых значений. Сечение проводов и кабелей, коммутационных аппаратов должно выбираться по допустимому току нагрузки. Для определения допустимого (расчетного) тока нагрузки должна быть определена расчетная мощность нагрузки

Нагрузки уличного освещения принимают по соответствующим нормам.

В зависимости от типа покрытия и ширины проезжей части, дорог и улиц удельная мощность осветительных установок при освещенности от 1 до 4 Лк составляет от 3 до 13 Вт на 1м.

Нормы нагрузок уличного освещения приведены в таблице 15.4 ДИ-8 стр.144.

Таблица 1.4 Электрические нагрузки производственных, общественных и коммунально-бытовых потребителей

Наименование объекта	Установленная мощность P_y , кВт	Мощность наибольшего двигателя	Дневной максимум		Вечерний максимум	
			активной нагрузки $P_{\text{эл}}$, кВт	Реактивной нагрузки $Q_{\text{эл}}$, квар	активной нагрузки $P_{\text{эл}}$, кВт	Реактивной нагрузки $Q_{\text{эл}}$, квар
1	2	3	4	5	6	7
Животноводческие комплексы и фермы						
Откорм свиней, головы						
400			7,5	6,5	4,5	4
Откорм свиней с электрообогревом молодняка, головы						
300			18,5	8	14,5	6,5
Площадка по откорму КРС, ското-места						
100			4	3,5	2,5	2
Птицефабрика по производству яиц, куры-несушки						
20000			135	100	135	100
Птицеферма, куры-несушки						
1000			5,5	4	5,5	4
Птицефабрика мясного направления, индюшки						
25000			145	90	145	90
Птицефабрика, гусят/год						
50000			321	200	321	200
Птицеферма для выращивания индюшат, в год						
5000			11	8	11	8
Птицеферма на 1250 гусятбройлеров						
Ферма для выращивания уток, утят						
1200			3,5	2,5	3,5	2,5
Овцеводческая ферма с полным оборотом стада, овцематки						
240			14,5	11	14,5	11
Кроликоферма, матки						
120			6	4,5	6	4,5
Звероферма (песцовая, лисья соболиная), самки						
150...180			1	0,5	1	0,5

Ж и в о т н о в о д с т в о и п т и ц е в о д с т в о						
Коровник привязного содержания с механизированной уборкой навоза, коровы						
10	1		0,4	0,4	0,4	0,4
Коровник привязного содержания с механизированным доением, уборкой навоза и электронагревателем, коровы						
10	2...3		1	0,8	1	0,8
Коровник беспривязного содержания, коровы						
40	0,5		0,5		0,5	
Помещения для ремонтного и откормочного молодняка, голловы						
Телятник с родительным отделением, телята						
12	1,4		0,5	0,3	0,8	0,5
Летний лагерь КРС, коровы						
20	2,3		1,2	1	1,2	1
Летний лагерь КРС с молочным блоком, коровы						
20	3		1,3	1,2	1,4	1,2
Летний лагерь молодняка КРС на 40...50 голов	0,5		0,1		0,5	
Кормоцех фермы КРС на 80..100 голов	13		5	4,5	5	4,5
Молочный блок при коровнике т/сут						
0,3	3,5		1,5	1,5	1,5	1,5
Кормоприготовительная при коровнике	0,7		0,6	0,5	0,5	0,5
То же, с теплогенератором	2		0,6	0,5	1	0,6
То же, с электрообогревом	6		2,8	1,2	2,8	0,8
Свинарник-откормочник на 100...120 голов	0,8		0,2		0,6	
Кормоцех для свинофермы						
на 10 маток и 100 голов откорма или на 200 голов откорма	6	2,2	2,6	2,3	1	0,7
Кормоцех на откорм 1200 свиней	12	3	6,5	5,5	2	1,5
Птичник						

цыплята, головы 600...900	4		2,5	1	2,5	0,7
куры, головы 500...600	4		2	1	2	1
1	2	3	4	5	6	7
Птичник с клеточными батареями, куры-несушки						
1000...1500	3,5		1	0,5	1,5	1
Кормоцех птицефермы на 2500...3000 кур	6	1,4	2,5	2	1	0,7
Навесы для выращивания 400...800 утят или 200...400 гусят	0,2		0,1		0,2	
Птичник, утята						
300	5		2	1,5	1	0,5
Птичник на 200 индеек маточного стада	4		2,5	2	1	0,5
Цех для выращивания 1400 индюшат	12,5		7	3,5	3	1,5
Птичник для выращивания гусят-бройлеров, головы						
330			2,5	2	1,5	1
Инкубатор кол-во инкубаторов						
0,2	2,5		2		2	
Овчарня						
80...100 овцематок	0,6		0,1		0,5	
Конюшня	0,5		0,3		0,3	
Оборудование для прессования кормов						
ОПК-0,2	15	11	15	13	15	13
Оборудования для гранулирования травяной муки						
ОГМ-0,08А	6	4,5	5	4,5	5	4,5
Оборудование для гранулирования комбикормов						
ОГК-0,3	7,5		5,5	5	5,5	5
Агрегат для приготовления травяной муки						
АВМ-0,065	10,5	3	8	7	8	7
Пункт приготовления травяной муки на базе двух агрегатов						
АВМ-0,065		4,5	59	55	59	55
Дробилка кормов						
ДБ-5-1	4,2	4	4	3,5		
КДМ-2	3	3	3	2,5		
Измельчитель грубых кормов						
ИГК-30Б	3	3	3	2,5		

Комбикормовый завод производительностью 60т/сут	129	7,6	66	57,5	66	57,5
Комбикормовый цех производительностью, т/смена						
1...1,5	14	1,4	6,5	6	6,5	6
Убойно-санитарный пункт	1,5		0,6	0,5	0,2	0,2
Ветеринарный пункт	0,1		0,1		0,1	
Ветеринарно-фельдшерский пункт	0,5		0,3		0,3	
Пункт искусственного осеменения	0,4		0,2			
Участковая ветеринарная лечебница	5		2	1	1	0,4
Растениеводство, подсобное производство						
Комплект машин и оборудования зерноочистительного агрегата						
ЗАВ-20	3		2,5	2,5	2,6	2,3
То же, с семьяочистительным отделением	6,5		5,5	5,5	5,7	5,2
ЗАВ-40	4,5		3,5	3,5	3,6	3,2
То же, с семьяочистительным отделением	8		6,5	6,5	6,6	6,4
ЗАР-5	3,2		3	3	3,2	3
Комплект машин и оборудования зерноочистительно-сушильного комплекса						
КЗС-10Б	6,5		6,5	6	6,5	6
КЗС-20Б	10		10	9,6	10	9,5
КЗС-20Ш	16,4		16	15	16	15
КЗС-40	19		19	17,5	19	17,5
КЗР-5	25		25	23,5	25	23,5
Пункт послеуборочной обработки зерна кукурузы в початках, 10 т/час	15		12	10	12	10
Зернохранилище с передвижными механизмами емкостью, т						
50	2		1	1	0,5	0,3
То же, с ленточным транспортером, 100 т	7,5	1,4	2,5	2,5	1	0,5
Овощекартофелехранилище, т						
30...60	0,8		0,5	0,3	0,2	
То же, с отопительно-вентиляционной установкой, т						
50...60	3	1,4	2	1,5	2	1,5
Холодильник для хранения фруктов емкостью, т						
8	1,2		0,8	0,8	0,8	0,8

Семенохранилище емкостью т.						
100	10	22	8	6	3	6
Склад рассыпных и гранулированных Кормов емкостью, т.						
20	3		2	1.2	0.1	
Склад концкормов с дробилкой						
ДКУ-1	24	14	15	13	1	
1	2	3	4	5	6	7
КДУ-2	40	30	25	23	1	
Склад минеральных удобрений	13	12	12	4	1	
Склад ядохимикатов емкостью до 2000 т.	10		5	4	1	
Склад нефтепродуктов емкостью До 300 куб.м	7		5	4	2	
Цех виноделия производительностью 5...10тыс. дал/год			8	6	8	6
Цех овощных и фруктовых консервов производительностью, тыс усл. Банок в год						
1 тыс.			15	11	15	11
Кумысный цех на 1...2 тыс. л/сут	20		12	10	12	10
Кузница	10		5		1	
Плотницкая	15		10	8	1	
Столярный цех	25		15	10	1	
Лесопильный цех с пиломатой						
ЛРМ-79	35	22	16	18	2	
Мельница с жерновым поставом						
5/4	10		5	4	1	
Крупорушка	20		12	10	1	
Просорушка	3		2	2	1	
Гречерушка	4		3	2	1	
Маслобойка	20		10	7	1	
Приемный пункт молокозавода мощностью, т/смена						
1	12	14	4.5	4	4.5	4
Хлебопекарня производительностью т/сут.						
3	10		5	4	6	4
Мяльнотрепальный цех, т/смена						
4	70		30	25	3	
Хмельсушка с воздухопрогревателем	16	10	10	7	10	7
Сенажная башня	60		10	8		
Установка вентиляционная для досушивания сена	15.5	13	12	9	12	9

Картофеле сортировальный пункт	6		5	4			
Кирпичный завод, млн. кирпича в год							
1...1,5	30	20	20	17	6	4	
Теплая стоянка для тракторов	12		5	3	2		
Пункт технического обслуживания машин и оборудования на фермах	15			10	7	5	4
1	2		3	4	5	6	7
Материально технический склад	5			3	2	1	
Мастерская пункта технического обслуживания в бригаде, тракторов							
10...20	35			15	12	5	4
Гараж с прфилактором, автомашины							
10	45			20	18	10	8
Центральная ремонтная мастерская, тракторы							
25	110			45	40	25	20
Пожарное депо на 1...2 автомашины	6			4	3	0.4	3
Котельная с котлами КВ-300М илои Д-721	10			5	4	5	4
Котельная с двумя котлами «Универсал-б»							
Для отопления	25			15	10	15	10
Насосные станции для оросительных систем	55						
Общественные учреждения и коммунально-бытовые потребители							
Начальная школа, учащихся							
40	10			5		2	
80	12			7		2	
Общеобразовательная школа с мастерской, учащихся							
190	55			14	7	20	10
То же, с электроплиткой	115			40	20	42	20
Столовая школы интернета	15			9	4	5	
Мастерская при сельской школе	15			7	5	2	
Детские ясли-сад, мест							
25	7			4		3	
Детские яслисад с электроплитой, мест							

50	30		18	5	12	4
Административное здание (контора колхоза, совхоза), рабочих мест						
15...25	25		15	10	8	
Сельсовет с отделением связи	10		7	3	3	
Сельский радиотрансляционный узел с аппаратурой, кВт						
1,25			6	3	6	3
Приемный телепункт «Экран» с ретранслятором РЦТА			5	3	5	3
Клуб со зрительным залом, мест						
150...300	15		3	1,5	10	6
Дом культуры со зрительным залом, мест						
150...200	30		5	3	14	8
Бригадный дом	6		2		5	
Бригадный дом с залом на 100 мест	12		4		7	
Дом животноводов на 12...18 мест	6		3		5	
Сельская поликлиника на 150 посещений в смену	100		15	8	30	20
Сельская участковая больница на 50 коек	150		50	35	50	35
Сельская амбулатория на 3 врачебных должности	30		10	3	10	3
Фельдшерско-акушерский пункт	6		4		4	
Столовая, мест						
25	10		5	3	2	
Столовая с электронагревательным оборудованием, мест						
35	40		20	10	10	4
Столовая с электронагревательным оборудованием и электроплитой, мест						
35	65		35	15	15	5
Общежитие на 24 места	4		4		12	4
Торговый центр для поселков с населением 2000 жителей (столовая, магазин, гостиница, комбинат быстрого обслуживания)	60		40	30	25	15
Магазин						
2 рабочих места, смешанный ассортимент	5		2		4	
Комбинат бытового обслуживания, рабочих мест						
6	5		3	2	1	
Баня, мест						
5	3		3	2	3	2
Прачечная, т белья за смену						

0,125	20		10	6	10	6
Сельский жилой дом (квартира) с плитой на газе, жидком или			0,3	0,15	1	0,4
твердом топливе						
Жилой дом с электроплитой			3,5	1,15	6	1,5
Жилой дом с электроплитой и электроводонагревателем			4,5	1,5	7,5	1,87
Сельский жилой дом (квартира) с плитой на газе, жидком или твердом топливе и с кондиционером			0,9	0,75	2	1,4
Жилой дом с электроплитой и кондиционером			4,1	1,75	7	2,5
Жилой дом с электроплитой, водонагревателем и кондиционером			5,1	2,1	8,5	2,87
Наружное освещение с лампами накаливания			0	0	Рм	0
Наружное освещение с люминесцентными лампами			0	0	Рм	0,5Рм

Таблица 1.5 Нагрузка уличного освещения в сельских населенных пунктах

Характеристика улицы	Источник	Рекомендуемые светильники	Удельная мощность установки, Вт/м
Поселковые улицы с асфальтобетонными и переходными типами покрытий, ширина проезжей части, м			
5...7	4	СЗПР-250 РКУ-250	4,6...6,5
9...12			6,0...8,0
5...7	4	СНО-500 НСУ-200	11
9...12			13
Поселковые дороги и улицы с покрытиями простейшего типа, ширина проезжей части, м			
5...7	2	СНО-200 НСУ-200 НКУ-200	5,6
9...12			7,0
Улицы и дороги местного значения и пешеходные, ширина проезжей части, м			
5...7			3,0
9...12	1	СНО-200 НКУ-200	4,5

Примечание:

1. При использовании газоразрядных светильников типа СЗПР, РКУ и др. меньшая норма берется при высоте подвеса светильников 8,5 м, большая – при 10м и выше.

2. Установленная мощность осветительных установок с газоразрядными источниками света рассчитана с учетом потерь в пускорегулирующей аппаратуре (ПРА).

3. Покрытия переходного типа: грунтоасфальтные, грунтощебеночные, щебеночные, гравийные и шлаковые, обработанные вяжущими материалами, мостовые из булыжного и колотого камня.

4. Покрытия простейшего типа: грунтовые, улучшенные минеральными материалами, гравийные, щебечные и шлаковые.

5. Нагрузка наружного освещения территорий хозяйственных центров (дворов) принимается из расчета 250Вт на помещение в 3Вт на погонный метр длины периметра хоздвора.

6. Расчетная нагрузка наружного освещения площадей общественных и торговых центров принимается по норме 0,5 Вт/м² площади

Нагрузку наружного освещения территорий хозяйственных дворов принимают 250 Вт на одно помещение и 3 Вт на 1м длины периметра двора.

Дневную и вечернюю расчетные нагрузки на вводе в жилые дома определяем по формулам:

$$P_d = K_d \cdot K_0 \cdot P_{\text{рас.дома}} \cdot N_{\text{дом}} \text{ (КВт)} \quad P_v = K_v \cdot K_0 \cdot P_{\text{рас.дома}} \cdot N_{\text{дом}} \text{ (КВт)}$$

где K_d , K_v – коэффициент дневного и вечернего максимумов.

Для производственных потребителей их принимают равными $K_d=1$; $K_v=6$;

Для бытовых потребителей без электроплит $K_d = 0,3 \dots 0,4$; $K_B = 1$; а с электроплитами

$$K_d = 0,6; K_B = 1;$$

Для смешанной нагрузки $K_d = 1$; $K_B = 1$.

Коэффициент одновременности принимается в зависимости от числа электроприемников.

Таблица 3.5 ДИ-1 стр.38.

Р рас.домарасчетная нагрузка на вводе в жилой дом.

ДИ-1 стр. 37...38 в кВт.

Nдомколичество домов (шт)

Для многоквартирных домов, одна квартира приравнивается к одному дому.

Разбиваем потребители на группы:

А жилые дома и коммунально – бытовые потребители.

Б – животноводческие помещения. В – птицеводство.

Г – растениеводство и т.д.

Данные расчеты сводим в таблицу 1, где указываем расчетную нагрузку на вводе, дневной и вечерней максимумы, а также мощность наибольшего электродвигателя свыше 10 кВт.

Полную расчетную мощность (S) в вечернем и дневном максимуме нагрузок определяем по формулам:

$$S_d = P_{дн} / \cos\varphi_d \text{ кВА}; S_B = P_B / \cos\varphi_B \text{ кВА} \quad (1.8)$$

где $\cos\varphi_d$, $\cos\varphi_B$ коэффициенты мощности определяются из таблицы 3,7 ДИ-1 стр.39.

Суммирование бытовых нагрузок в сетях напряжением 0,38 кВ, производится с учетом коэффициента одновременности, отдельно для дневного и вечернего максимумов нагрузки.

Если нагрузки производственных потребителей в группе отличаются по значению более чем в 4 раза, то их суммируют, пользуясь таблицей 15.7 ДИ-8 стр.147.

Таблица 1.6 Коэффициенты мощности сельскохозяйственных потребителей и трансформаторных подстанций 10/0,4 кВ

Потребители, трансформаторные подстанции	Коэффициент мощности ($\cos \varphi$) и коэффициент реактивной мощности ($\operatorname{tg} \varphi$) в максимум нагрузки			
	дневной		вечерний	
	$\cos \varphi$	$\operatorname{tg} \varphi$	$\cos \varphi$	$\operatorname{tg} \varphi$
1	2	3	4	5
Животноводческие и птицеводческие помещения	0,75	0,88	0,85	0,62
Животноводческие и птицеводческие помещения с электрообогревом	0,92	0,43	0,96	0,29
Отопление и вентиляция животноводческих помещений	0,99	0,15	0,99	0,15
Кормоцех	0,75	0,88	0,78	0,8
Зерноочистительные тока, зернохранилища	0,7	1,02	0,75	0,88
Установка орошения и дренажа почвы	0,8	0,75	0,8	0,75
Парники и теплицы на электрообогреве	0,92	0,43	0,96	0,29
Мастерские, тракторные станы, гаражи для машин	0,7	1,02	0,75	0,88
Мельницы, маслобойки	0,8	0,75	0,85	0,62
Цеха по переработке сельхозпродукции	0,75	0,88	0,8	0,75
Общественные учреждения и коммунальные предприятия	0,85	0,62	0,9	0,48
Жилые дома без электроплит	0,9	0,48	0,93	0,4
Жилые дома с электроплитами и водонагревателями	0,92	0,43	0,96	0,29
Трансформаторные подстанции 10/0,4 кВ:				
с производственной нагрузкой	0,7	1,02	0,75	0,88
с коммунально-бытовой нагрузкой	0,9	0,48	0,92	0,43
со смешанной нагрузкой	0,8	0,75	0,83	0,67

Таблица 1.7 Значения добавок активной и полной мощности для суммирования нагрузок в сетях 0,4 кВ.

P(S)	$\Delta P(\Delta S)$	P(S)	$\Delta P(\Delta S)$	P(S)	$\Delta P(\Delta S)$	P(S)	$\Delta P(\Delta S)$
0,2	+0,2	26	+16,4	64	+43,8	226	171
0,3	+0,2	27	+17,0	65	+44,5	228	172
0,4	+0,3	28	+17,7	66	+45,2	230	174
0,6	+0,4	29	+18,4	67	+45,9	232	176
0,8	+0,5	30	+19,0	68	+46,6	234	177
1,0	+0,6	31	+19,7	69	+47,3	236	179
1,5	+0,9	32	+20,4	70	+48,0	238	180
2,0	+1,2	33	+21,2	72	+49,4	240	182
2,5	+1,5	34	+22,0	74	+50,2	242	184
1	2	3	4	5	6	7	8
3,0	+1,8	35	+22,8	76	+52,2	244	185
3,5	+2,1	36	+23,5	78	+53,6	246	187
4,0	+2,4	37	+24,2	80	+55,0	248	188
4,5	+2,7	38	+25,0	82	+56,4	250	190
5,0	+3,0	39	+25,8	84	+57,8	252	192
5,5	+3,3	40	+26,5	86	+59,2	254	193
6,0	+3,6	41	+27,2	88	+60,6	256	195
7,0	+4,2	42	+28,0	90	+62,0	258	196
7,5	+4,5	43	+28,8	92	+63,4	260	198
8,0	+4,8	44	+29,5	94	+64,8	262	200
8,5	+5,1	45	+30,2	96	+66,2	264	201
9,0	+5,4	46	+31,0	100	+69,0	266	203
9,5	+5,7	47	+31,8	110	+76	268	204
10,0	+6,0	48	+32,5	120	+84	270	206
11	+6,7	49	+33,2	130	+92	272	208
12	+7,3	50	+34,0	140	100	274	209
13	+7,9	51	+34,7	150	108	276	211
14	+8,5	52	+35,4	160	116	278	212
15	+9,2	53	+36,1	170	123	280	214

P(S)	$\Delta P(\Delta S)$	P(S)	$\Delta P(\Delta S)$	P(S)	$\Delta P(\Delta S)$	P(S)	$\Delta P(\Delta S)$
16	+9,8	54	+36,8	180	130	282	216
17	+10,5	55	+37,5	190	140	284	217
18	+11,2	56	+38,2	200	150	286	219
19	+11,8	57	+38,9	212	160	288	220
20	+12,5	58	+39,6	214	161	290	222
21	+13,1	59	+40,3	216	163	292	224
22	+13,8	60	+41,0	218	164	294	225
23	+14,4	61	+41,7	220	166	296	227
24	+15,0	62	+42,4	222	168	298	228
25	+15,2	63	+43,1	224	169	300	230

Вопросы для повторения:

1. Как подсчитать уличное и наружное освещение?
2. Как сложить нагрузку производственных потребителей?
3. Нормы на наружное освещение территорий хозяйства дворов?
4. Как определить нагрузку на вводе в жилой дом?
5. Как определить нагрузку производственных потребителей?

1.2.4 Графики нагрузок. Потери энергии в линиях и трансформаторах

Графики электрических нагрузок

Изменение электрической нагрузки во времени называется графиком электрической нагрузки. Графики электрических нагрузок строятся в прямоугольных координатах и представляются плавными кривыми или ломаными линиями. На рис. 40 показаны различные способы представления графиков электрических нагрузок $P = f(t)$. Графики

нагрузок могут быть представлены плавными кривыми линиями и ломаными (ступенчатыми) линиями с интервалом осреднения на каждой ступени 30 мин (рис. 40,а) и 60 мин (рис. 40,б) в зависимости от времени достижения предельно допустимой температуры при максимальной нагрузке. Графики электрических нагрузок строятся с помощью самопишущих приборов (амперметры, ваттметры), по визуальному отсчету показаний стрелочных приборов через равные промежутки времени, по отсчету показаний счетчиков активной энергии через те же интервалы времени. График, построенный с помощью самопишущего прибора, является криволинейным, а построенный по показаниям счетчиков энергии – ступенчатым, где на каждой ступени показывается средняя мощность за контролируемый промежуток времени. Нагрузка в каждый момент времени является величиной случайной, закон распределения которой во времени изменяется.

Графики электрических нагрузок строятся как для одиночных электроприемников, так и для их групп. Для одиночных электроприемников строятся индивидуальные графики и для группы электроприемников – групповые графики.

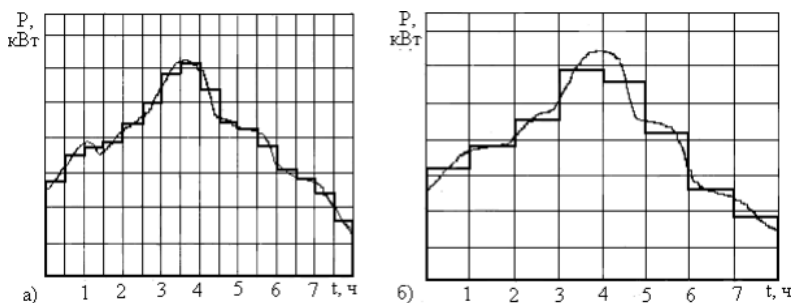


Рис. 40. Сменные графики электрических нагрузок, выраженные кривыми и ломаными линиями: а – с интервалом осреднения 30 мин.; б – с интервалом осреднения 60 мин.

По сезонным и годовым графикам определяют максимальную нагрузку, зависящую от сезонных факторов (отопление, вентиляция, подача воды на непроизводственные нужды), расход электроэнергии за сезон и год. На рис. 41 представлен суточный график активной и реактивной нагрузки группы сельскохозяйственных предприятий при трехсменной работе в зимнее время.

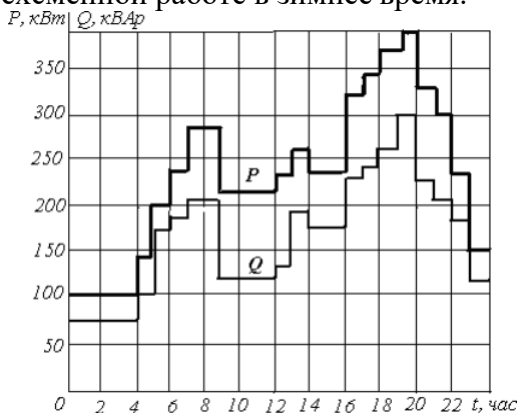


Рис. 41. Суточный график активной (P), реактивной (Q)

нагрузки

Из суточного графика видно, что наиболее загруженной сменой является вечерняя (с 16 до 24 часов), менее загруженной – ночная (с 23 до 7 часов). Максимальная нагрузка наблюдается с 18 до 20 часов. В это время наряду с силовой нагрузкой технологического оборудования добавляется осветительная нагрузка. Максимальная нагрузка из приведенного графика принимается за расчетную нагрузку при выборе электрических устройств по допустимому нагреву. На графике электрических нагрузок площадь, ограниченная ломаной линией изменения активной нагрузки $P = f(t)$ и осями координат, представляет собой активную энергию W_a , потребляемую приемниками из сети для преобразования в другие виды. Площадь, ограниченная

линией изменения реактивной нагрузки $Q=f(t)$ и осями координат, выражает реактивную энергию W_p , циркулирующую между сетью и электроприемниками. Эта энергия необходима электроприемникам для создания магнитных полей. Годовой график нагрузки может быть построен аналогично суточному графику, т. е. по средним мощностям, но не за 30, 60 мин, а за месяц (рис. 42, а).

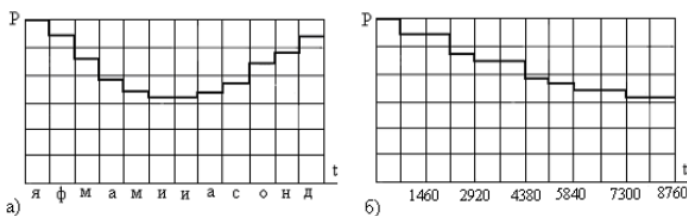


Рис. 42. Годовой график изменения активной мощности: а – по средним месячным мощностям; б – по продолжительности

Чаще строят годовые графики по продолжительности. Такой график представляет собой кривую изменения убывающей нагрузки в течение года (8760 час). Годовой график по продолжительности (рис. 42, б) можно построить по годовому графику, построенному по средним месячным мощностям (рис. 42, а) или двум характерным суточным графикам нагрузки за зимние и летние сутки.

При этом условно принимают, что продолжительность зимнего периода 213 суток или 183 суток, а летнего 152 или 182 суток в зависимости от климатического района, в котором находится промышленное предприятие. На рис. 43 показаны графики электрической нагрузки: годовой график по продолжительности (рис. 43, в), построенный на основании суточных графиков – зимнего (рис. 43, а) и летнего (рис. 43, б).

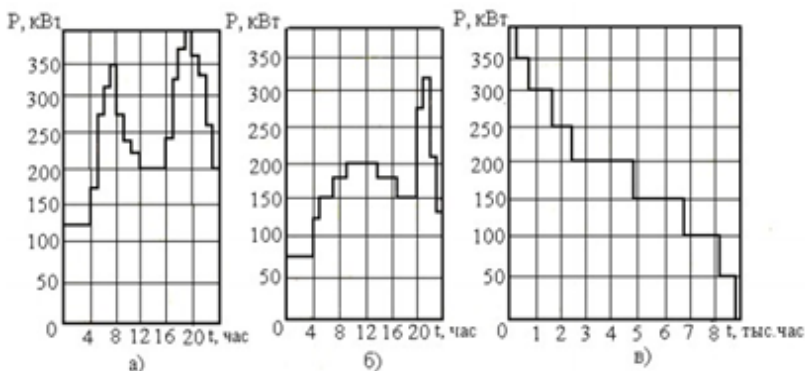


Рис. 43. Графики электрических нагрузок: а) – суточный зимнего периода; б) – суточный летнего периода; в) годовой график по продолжительности

Построенный годовой график по продолжительности еще называют упорядоченным графиком, т.к. он построен по порядку убывающих ординат. Ступенчатый график с ломаной линией изменяющейся нагрузки можно заменить графиком с плавно изменяющейся кривой, но при этом площадь, ограниченная ломаной или плавной кривой и осями координат, должна оставаться постоянной.

Показатели графиков нагрузки

Рассмотрим график активной нагрузки (рис. 44). Из графика четко видны значения P_{\max} и P_{\min} нагрузки. Под максимальной нагрузкой понимается абсолютный максимум фактического индивидуального или группового графика. Максимальную мощность по графику принимают за расчетную. При изображении графика ломаной линией, величина максимума зависит от интервала осреднения и является его функцией.

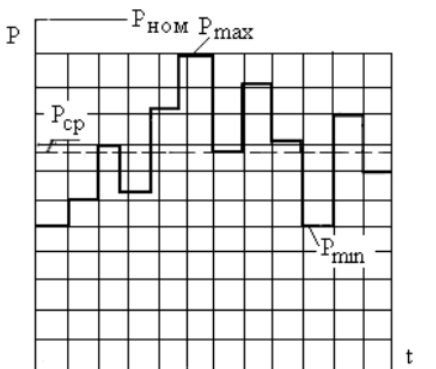


Рис. 44. График активной нагрузки

Расчет электрических нагрузок

Для проектирования систем электроснабжения ПСП необходимо знание электрических нагрузок. Расчет электрической нагрузки производится с использованием нескольких методов. При расчете электрических нагрузок составляется схема электроснабжения.

При проектировании СЭС применяют различные методы определения расчетных нагрузок, которые, как считается, с достаточной достоверностью позволяют выбрать мощности источников питания, сечения и материал проводов и кабелей линий распределительных сетей, коммутационно-защитную аппаратуру. Широко пользуются методами: коэффициента спроса, коэффициента максимума, удельных нагрузок. Расчет нагрузки от одиночных электроприемников. Расчет нагрузки от одиночных электроприемников выполняется для выбора сечения проводников и пускозащитных аппаратов к ним. Номинальная мощность электроприемников задается в кВт с указанием коэффициента мощности (асинхронные электродвигатели, печи сопротивления, осветительные приборы) или в кВА (силовые и сварочные трансформаторы, выпрямительные установки). Для электроприемников, предназначенных для работы в продолжительном режиме, номинальная мощность относится к ПВ

$= 1$, для приемников, предназначенных для работы в повторно кратковременном режиме, – к заданной ПВ. При расчете нагрузки определяется номинальный или расчетный ток, $I_{\text{ном}} = \frac{S_{\text{ном}}}{U_{\text{ном}} \cos \varphi}$ (6.32 – 6.34) $I_{\text{р}} = \frac{P_{\text{р}}}{U_{\text{р}} \cos \varphi}$ где $S_{\text{ном}}$, $P_{\text{ном}}$, $P_{\text{р}}$ – номинальная полная или активная мощность, указанная в паспорте электроприемника при номинальной ПВ; $U_{\text{ном}}$ – номинальное линейное напряжение сети; $\cos \varphi$ – номинальное значение коэффициента мощности. По номинальному или расчетному значению тока выбирают сечение проводников к электроприемнику, коммутационные и защитные аппараты. Определение расчетной нагрузки по коэффициенту спроса и установленной мощности. В энергоемких ПСП расчетная нагрузка может быть определена методом коэффициента спроса и установленной мощности. За расчетную нагрузку принимается средняя нагрузка за наиболее загруженную смену, в которой используется наибольшее количество агрегатов и потребляется наибольшее количество электроэнергии. Обычно наиболее загруженной сменой является дневная смена.

Определение расчетной нагрузки по коэффициенту максимума и средней мощности. Метод коэффициента максимума и средней мощности применялся длительное время для расчета мощности на строительных предприятиях с устоявшейся нагрузкой, которые по своему энергопотреблению могут быть отнесены к промышленным предприятиям (бетонные, растворные, дробильносортировочные, деревообрабатывающие цехи и заводы). В качестве расчетной нагрузки используется максимальная мощность. Расчет нагрузок по этому методу выполняется в следующем порядке: а) приемники электрической энергии группируются по одинаковым значениям коэффициентов использования K_i и мощности $\cos \varphi$; б) определяются среднесменные ак-

тивные и реактивные мощности для каждой группы электроприемников и в целом по цеху; в) рассчитываются средневзвешенный коэффициент использования $K_{и}$, средневзвешенный коэффициент мощности $\cos\varphi$, эффективное число приемников и коэффициент максимума, расчетные активные и реактивные по группе и в цеху в целом.

Вопросы для повторения:

1. Что такое время использования максимальной мощности и как его определяют?
2. Что называют временем потерь и как его рассчитывают?
3. Что такое средний квадратичный ток и как его определяют?
4. Как вычисляют потери мощности и энергии в электрических сетях?
5. Что называется падением и потерей напряжения?
6. Как изменяются потери напряжения для линии с равномерно распределенной нагрузкой?
7. Что такое отклонение напряжения? Как его подсчитать?
8. Как влияют отклонения напряжения на работу ламп накаливания и газоразрядных, электродвигателей, электротепловых установок, бытовых электроприемников?
9. Что такое допустимые отклонения напряжения и каковы их значения?

1.2.5 Отклонение напряжения у потребителей. Падение и потеря напряжения

Технические условия: Рабочее напряжение с шин 10кВ районной трансформаторной подстанции РТП по линиям 10кВ подается на потребительские подстанции 10/0.4кВ, ТПУ.

На шинах 10 кВ РТП поддерживается определённый

режим отклонения:

$100U_{ш}$ отклонение U на шинах 10кВ при максимальном режиме в линии 10кВ.

$25U_{ш}$ отклонение U на шинах 10кВ при минимальном режиме в линии 10кВ.

Потребитель получает электроэнергию от ТП – 2 по линиям 0,4 кВ.

Отклонения напряжения у потребителей согласно ГОСТ – 13109 – 1987 года не должно превышать $\pm 5\%$. Для определения допустимой потери в сети обычно составляют таблицы отклонения напряжений (Таблица 1.8) Отклонения напряжения в контрольной точке сети определяют путём алгебраического суммирования всех отклонений, потерь и надбавок напряжения. Отклонения, потери и надбавки напряжения при заполнении таблицы выражают в (%).

Порядок составления таблицы отклонения и потерь напряжения рассмотрим на примере:

Определить $\Delta U_{доп}$ в линии 10 и 0,4 кВ при следующих условиях:

Уровень напряжения на шинах 10кВ РТП-35/10кВ при 100% нагрузке

$$\delta U^{100\%} = 0\%; \text{ при } 25\% \text{ нагрузке } \delta U^{25\%} = +1\%.$$

Решение:

Вычерчиваем электрическую схему сети.

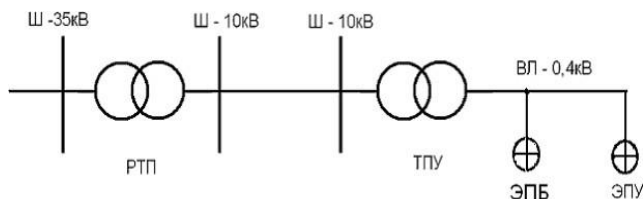


Рис.45 Электрическая схема сети

Ш – 35кВ – шины ТП напряжения 35кВ; РТП –

трансформаторная подстанция; ВЛ – 10кВ воздушная линия напряжением 10 кВ; Ш – 10кВ шины ТП напряжения 10кВ; ЭРБ – электроприёмник ближний; ЭПУ – электроприёмник удалённый.

Составляем таблицу отклонений и потерь напряжения.

Вносим в обе графы таблицы известные значения отклонения напряжения на Ш 10кВ

$$\delta U_{Ш100\%} = 0; \delta U_{25\%} = +1\%;$$

Таблица 1.8 Отклонения и потери напряжения в наружной и во внутренней сети

Элемент системы		Обозначение	ТПУ	
			ЭПУ 100%	ЭПБ 25%
Отклонение U на Ш 10кВ		$\delta U_{Ш - 10}$	0	+1
Потери напряжения		ΔU_{10}	-4	-1
ТП 10/0,4кВ	Постоянная надбавка	$\delta U_{пост}$	+5	+5
	Переменная надбавка	$\delta U_{пер}$	+2,5	+2,5
	Потери U	$\Delta U_{Т}$	-4	-1
Линия 0,4 кВ	Потери в наружной сети	$\Delta U_{0,4}$	-3	-1
	Потери во внутренней сети	$\Delta U_{вн}$	-1,5	-0,5
Отклонение U у потребителя		$\delta U_{п}$	-5	+5

Потери напряжения в трансформаторе

$$\Delta U_{Т100\%} = 4\%; \Delta U_{Т25\%} = 1\%;$$

Постоянная надбавка $\delta U_{\text{пост}}^{100\%} = +5\%$; $\delta U_{\text{пост}}^{25\%} = +5\%$
 Переменная надбавка за счёт изменения числа витков W1 первичной обмотки силового трансформатора принимается равной. -5; -2,5; 0; +2,5; +5 %.
 Таким образом покрытие потерь в сети 0,4 и 10кВ и трансформаторе соответствует следующая сумма отклонения напряжения.

$$\sum \delta U_{100\%} = 0 + 5 + 2,5 \cdot 4 (-5) = + 8,5\%$$

Потери напряжения в сети 10кВ составляет до 60% , а остальное приходится на сеть 0,4кВ. Таким образом

$$\Delta U_{10} 100\% = 4\%; \Delta U_{0,4\text{кВ}} 100\% = -4,5\%.$$

Отклонения напряжений у потребителя составят:

$$\delta U_{\text{п}} 100\% = 0 - 4 + 5 + 2,5 - 4 - 3 - 1,5 = - 5\%$$

$$\delta U_{\text{п}} 25\% = 1 - 1 + 5 + 2,5 - 1 - 1 0,5 = + 5\%$$

Это соответствует нормам.

Полученные расчётные значения заносим в таблицу 1.8
 Внутреннюю электропроводку в сети 0,4кВ обычно рассчитывают исходя из $\Delta U_{\text{доп}}$, которую определяют путём составления таблицы 1.8 используя формулу:

$$F = \frac{P * L}{32 \Delta U_{\text{доп},\%}} \text{ мм}^2 \quad (1.10)$$

где: P – мощность, Вт; L – длина, м;

$\Delta U_{\text{доп}}$ – допустимая потеря напряжения в сети 0,4кВ
 (Таблица.1)

Полученное сечение округляем до ближайшего стандартного в сторону увеличения

Шкала стандартных сечений изолированных проводов: Алюминиевых – 2; 2,5; 3; 4; 5; 6; 8; 10; 16; 25; 35; 50; 70; 95; 120; мм².

Медных – 0,5; 0,75; 1; 1,2; 1,5; 2; 2,5; 3; 4; 5; 6; 8; 10; 16; 25; 35; 50; 70; 95; 120; мм².

Вопросы для повторения:

1. Какие нормы отклонения напряжения допускаются у потребителя?
2. Какие основные пути снижения потерь напряжения и электроэнергии?
3. Что такое допустимые потери напряжения и как их определить?
4. Как регулируют напряжение в сети?
5. Как влияет колебание напряжения на работу приёмников электроэнергии?
6. Как и для чего составляют таблицы отклонений и потерь напряжения?
7. Как регулируется напряжение на выходе силовых трансформаторов с помощью ПБВ (переключение без возбуждения) и РПН (регулирование под нагрузкой)?
8. Для чего у приемников электроэнергии, потребляющих значительную реактивную мощность, устанавливают параллельно включенные батареи статических конденсаторов?
9. В чем заключается расчет потерь мощности и энергии в силовых трансформаторах?

1.2.6 Расчеты разомкнутых сетей с равномерной и неравномерной нагрузкой фаз

Расчет разомкнутых трехфазных сетей с равномерной нагрузкой фаз по потере напряжения.

Расчет линий постоянного тока. На рисунке 46, а изображена линия постоянного тока с тремя нагрузками. В связи с тем что прямой и обратный провода такой линии выполняют одинаковыми, можно заменить ее однолинейным изображением. Такой метод применяют также и в трехфазных симметричных сетях.

Принимаем следующие обозначения: i_1, i_2, i_3 — токи нагрузки, или нагрузочные токи; I_1, I_2, I_3 — токи линии, или линейные токи. Очевидно, что

$$l_1 = i_1 + i_2 + i_3; l_2 = i_2 + i_3; l_3 = i_3; \quad (1.11)$$

l_1, l_2, l_3 — длины отдельных участков линии;
 r_1, r_2, r_3 — сопротивления отдельных участков линии;
 L_1, L_2, L_3 — расстояния от нагрузки до начала линии;
 R_1, R_2, R_3 — сопротивления участков от нагрузки до начала линии.

Из рисунка 46 следует, что

$$L_1 = l_2;$$

$$L_1 = l_1; L_2 = l_1 + l_3; L_3 = l_1 + l_2 + l_3 \quad (1.12)$$

и соответственно

$$R_1 = r_1; R_2 = r_1 + r_2; R_3 = r_1 + r_2 + r_3 \quad (1.13)$$

Падение напряжения ΔU равно разности напряжений в начале и в конце линии; оно может быть найдено по закону Ома. Тогда

$$\Delta U = U_A - U_3 = 2I_1r_1 + 2I_2r_2 + 2I_3r_3 \quad (1.14)$$

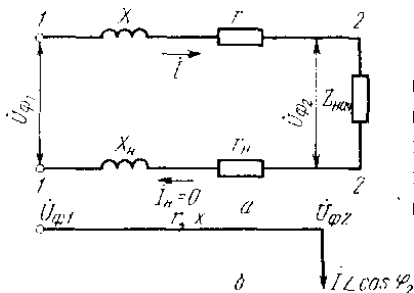


Рис. 48. Векторная диаграмма для тока с симметричной нагрузкой на конце: одной фазы трехфазной линии, а — развернутая схема; б — однолинейная с нагрузкой на конце.

Наконец, если падение напряжения выразить не в вольтах, а, как это часто делается, в процентах от номинального напряжения сети:

$$\Delta U\% = \frac{\Delta U}{U_H} 100 \quad (1.17)$$

Вопросы для повторения:

1. Какую сеть называют разомкнутой и радиальной?
2. Что такое симметричная и несимметричная электрическая нагрузка?
3. Зачем строят векторную диаграмму потери напряжения?
4. Что такое $\cos \varphi$ и пути его повышения?
5. Каковы преимущества и недостатки замкнутых сетей?
6. Какую сеть называют замкнутой?
7. Почему замкнутые сети получают все большее распространение?

1.2.7 Расчет замкнутых сетей. Сложные замкнутые сети

Расчет замкнутых сетей

В сельском хозяйстве преобладающее распространение имеют разомкнутые, или радиальные, электрические

сети. Примерная схема радиальной сети показана на рисунке 49а, где А — источник питания. Сооружение радиальных сетей требует наименьшего расхода средств и материалов. Однако такие сети обладают существенным недостатком. При повреждении линии, особенно в ее начале, прекращается электроснабжение всех потребителей, присоединенных к ней.

В последние годы электрификация сельского хозяйства развивается очень быстро. Появляется все больше потребителей, перерывы в энергоснабжении которых приводят к значительным потерям урожая, животноводческой продукции и т.п.

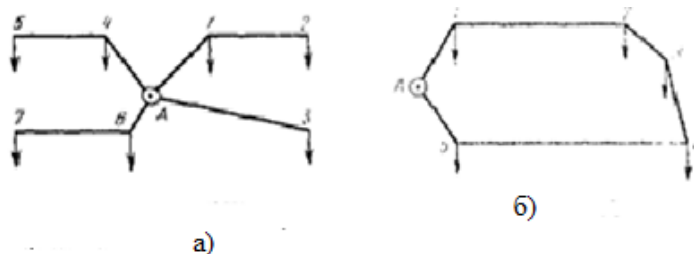


Рис. 49 Схемы а) радиальной и б) простой замкнутой сети

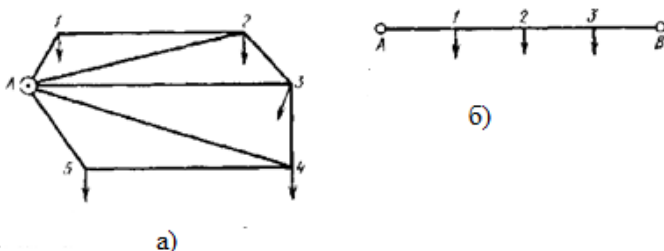


Рис. 50 Схемы а) сложной замкнутой и б) линии с двухсторонним питанием

Электроснабжение ответственных потребителей в сельском хозяйстве должно быть, безусловно, надежным, а

таким требованиям радиальные сети удовлетворяют не полностью. Для получения более надежного электроснабжения применяют замкнутые электрические сети.

Замкнутой называют электрическую сеть, магистральные линии которой получают питание не менее чем с двух сторон. Простая замкнутая сеть показана на рисунке 49б. В этой сети обрыв магистрали в любом месте не нарушает электроснабжения потребителей. Так, нагрузка 3 при обрыве линии на участке 2—3 будет получать питание по нижней ветви схемы, а при обрыве на участке 3—4 — по верхней.

Еще более надежно электроснабжение, если в сети, показанной на рисунке 50, будут проведены дополнительные внутренние линии А—2, А—3 и А—4 (рис. 50б). В этом случае точки 2, 3 и 4 получают питание с трех сторон. Такие точки называют узловыми, или узлами, а сеть, имеющая узловые точки, называется сложной замкнутой. В этой сети при обрыве линии на любом из участков электроснабжение всех потребителей остается обеспеченным более надежно, чем в простой замкнутой сети.

Сети, изображенные на рисунках 49 и 50, имеют один источник питания А. Выход его из строя лишает электроснабжения все потребители этих сетей. Для дальнейшего повышения надежности электроснабжения нужно увеличить количество источников питания в сети.

Простая замкнутая сеть с двумя источниками питания А и В, изображенная на рисунке 50б, называется линией с двусторонним питанием. В такой линии обрыв проводов и даже выход из строя одного из источников питания не нарушают электроснабжения всех или большей части потребителей электроэнергии.

Наконец, можно иметь сложную замкнутую сеть с несколькими источниками питания, обеспечивающую наиболее высокую надежность электроснабжения. В сложной замкнутой сети такого типа, изображенной на рисунке 51а, А,

В и С — источники питания, а и б — узловые точки.

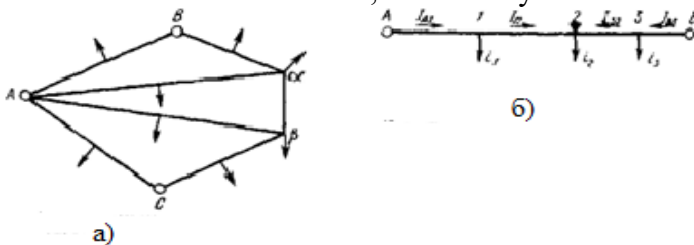


Рис.51. а) сложная замкнутая сеть с несколькими источниками питания, б) Распределение токов с двухсторонним питанием

Преимущества замкнутых сетей очевидны, недостатки их заключаются в значительно большей стоимости и расходе материалов. Кроме того, защита замкнутых сетей от коротких замыканий сложнее, чем радиальных. Этим и объясняется, что до настоящего времени замкнутые сети в сельском хозяйстве применялись недостаточно.

В сельском хозяйстве замкнутые сети применяют в первую очередь в виде линий с двусторонним питанием, которые являются линиями связи сельских подстанций и иногда электростанций, работающих совместно в электрических системах. Во многих случаях используют также простые замкнутые сети с одним или двумя источниками питания рисунок 51б, которые замыкают только при аварии или ремонте. Поскольку в сельском хозяйстве применяются сложные замкнутые сети (рис. 51а), способы расчета замкнутых сетей, более трудоемкие, чем радиальных, рассмотрены в настоящем курсе.

Линии с двусторонним питанием. Пусть есть линия (рис.51б) с двумя источниками питания А и В и нагрузками i_1, i_2, i_3 . Обозначим токи, протекающие по участкам, сопротивления и длины участков соответствующими индексами. Например, на участке 1—2 то I_{1-2} к Z_{1-2} , сопротивление и длина. Линия выполнена проводами из цветного металла. В общем случае напряжения источников питания

не равны между собой, то есть

$$U_a \neq U_b$$

$$U_a \neq U_b$$

Предположим, что точка 2 получает питание с двух сторон. Ее называют точкой токораздела и обозначают значком треугольника.

Определим значение токов I_{A-1} и I_{B-3} источников питания.

Падение напряжения на участках Л—2 и В—2: Используя это выражение, а также первый закон Кирхгофа, выразим все линейные токи через ток и нагрузочные токи, как

$$I_{a-1} = \frac{\dot{U}_a - \dot{U}_b}{\sqrt{3}Z_{a-b}} + \frac{\sum ik Z_{k-b}}{Z_{a-b}} \quad (1.18)$$

По аналогии

$$I_{b-3} = \frac{\dot{U}_b - \dot{U}_a}{\sqrt{3}Z_{a-b}} + \frac{\sum ik Z_{k-b}}{Z_{a-b}} \quad (1.19)$$

Первую составляющую тока источника питания называют уравнивающим током. Она обусловлена разницей напряжений питающих пунктов и сдвигом фаз между этими напряжениями. Вторая составляющая обусловлена только нагрузками, ее называют линейным нагрузочным током.

Умножив формулы (1.18) и (1.19) на $\sqrt{3}U_H$, получим выражения полных мощностей:

$$S_{a-1} = \frac{U_H (\dot{U}_a - \dot{U}_b)}{Z_{a-b}} + \frac{\sum sk Z_{k-b}}{Z_{a-b}} \quad (1.20)$$

и

$$S_b - 3 = \frac{U_H (\dot{U}_a - \dot{U}_b)}{Z_{a-b}} + \frac{\sum S_k Z_{k-b}}{Z_{a-b}} \quad (1.21)$$

где U_H — номинальное напряжение сети — S_K полная мощность нагрузки в точке K_b

Рассмотрим частные случаи применения формул (1.20) ... (1.21).

1. Напряжения источников питания равны между собой, то есть $U_A = U_B$. В этом случае уравнительные токи равны нулю, и для определения токов от обоих источников питания используют только вторые члены правой части уравнений (1.20) ... (1.21), а именно:

2. Напряжения источников питания равны ($\dot{U}_A = \dot{U}_B$), между собой и, кроме того, вся линия выполнена проводом одинакового сечения, материала и конструкции. Это распространенный случай, так как линию с двусторонним питанием обычно рассчитывают на аварийный режим, когда питание осуществляют с одного или с другого конца. Если на всех участках использован одинаковый провод, то полные сопротивления линии выражают через r_0 и индуктивные x_0 сопротивления. l километра линии и длины участков линии.

Так порядок определения сечения проводов из цветных металлов линии с двусторонним питанием следующий: задаются сечением проводов линии или определяют их по аварийным режимам; находят значения токов или мощностей, вытекающих из источников питания, по уравнениям (14.3) ... (14.4); определяют точки токораздела отдельно для активных и для реактивных токов или мощностей. Точки раздела активных и реактивных токов в общем случае могут не совпадать; разрезают линию в точке раздела активных токов и определяют наибольшую потерю напряжения, как для радиальной сети; определяют потерю напряжения в линии для наихудшего аварийного случая — отключения

линии в одном из ее концов. При аварии отклонение можно допускать на 5% больше.

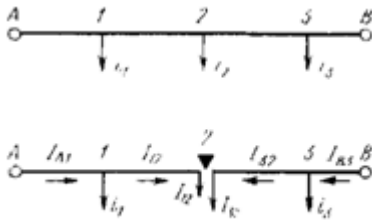


Рис. 52 Определение сечения провода с двухсторонним питанием, если по всей длине одинаковые сечения.

Если потери напряжения выходят за пределы допустимых, сечение проводов линии изменяют и расчет повторяют снова.

Сечение проводов из цветного металла линии с двухсторонним питанием по заданной допустимой потере напряжения определяют следующим образом. В большинстве случаев линия имеет одинаковую конструкцию по всей длине (воздушная или кабельная) и выполнена проводом одного и того же сечения. Напряжения питающих пунктов одинаковы. Пусть заданы расстояния и нагрузки линии g двухсторонним питанием (рис. 52).

По уравнениям (1.20) и (1.21) находят токи от питающих пунктов А и В:

$$I_a - 1 = \frac{\sum i_k l_{k-b}}{l_{a-b}} \quad (1.20)$$

$$I_b - 3 = \frac{\sum i_k l_{k-a}}{l_{a-b}} \quad (1.21)$$

Наносят распределение токов на схему линии и находят точку токораздела, например, 2 (рис. 53).

Разрезают линию в точке токораздела, имея в виду, что

$$i_2 = I_1 - 2 + I_3 - 2 \quad (1.24)$$

Получают две линии с односторонним питанием. Рассчитывают их как магистрали с постоянным сечением проводов, то есть задаются удельным индуктивным сопротивлением проводов, и находят составляющую потери напряжения в реактивных сопротивлениях:

$$\Delta U_p = \sqrt{3} X_0 \sum I_p l \quad (1.25)$$

Затем определяют составляющую потери напряжения в активных сопротивлениях:

$$\Delta U_a = \Delta U_{доп} - \Delta U_p \quad (1.26)$$

Сечение провода определяют по формуле

$$F = \frac{\sqrt{3 \sum I_a l}}{\gamma \Delta U_a} \quad (1.27)$$

Сложные замкнутые сети.

Расчет сложных замкнутых сетей требует значительной вычислительной работы. Наиболее просто такие сети рассчитывают методом преобразований. Его применяют также при расчете токов короткого замыкания, поэтому умение им пользоваться имеет большое значение.

Метод преобразований пригоден только для расчета сетей с проводами из цветных металлов. Сущность его заключается в том, что путем последовательных преобразований сложную замкнутую сеть приводят к линии с двусторонним питанием. При каждом преобразовании получают эквивалентную сеть, то есть имеющую тот же ток, выходящий из питательных пунктов, и одинаковое напряжение в узлах. Описанными в предыдущем параграфе способами находят распределение токов или мощностей в этой линии.

Затем линию с двусторонним питанием вновь преобразуют в исходную замкнутую сеть. При обратных преобразованиях каждый раз находят распределение токов или мощностей в усложненной схеме и таким образом получают действительное распределение их в заданной сети, определяя точки раздела токов или мощностей.

Вопросы для повторения:

1. Каковы преимущества и недостатки замкнутых сетей?
2. Что такое точка токораздела и как ее находят?
3. Что такое сложная замкнутая сеть?
4. Какую сеть называют замкнутой?
5. Почему замкнутые сети получают все большее распространение?
6. Как распределяются токи и мощности в замкнутых сетях?
7. Как найти точку токораздела в замкнутой сети, каковы ее особенности?

1.2.8 Короткие замыкания, замыкание на землю

Общие сведения о коротких замыканиях и замыканиях на землю

Трехфазные электрические сети могут работать с изолированной и заземленной нейтралью. В Советском Союзе вопрос о режиме нейтрали электрической сети решается в зависимости от значения ее номинального напряжения. В сетях напряжением 380 В наряду с тремя фазными проводами прокладывают четвертый, нулевой провод, который заземляют в начале и в конце линии, а также в промежуточных точках. Таким образом, на напряжение 380 В сооружают сети с глухозаземленной нейтралью (рис. 52, а).

В сетях напряжением 6, 10, 20 и 35 кВ, наоборот, нейтраль изолирована от земли и линии имеют только три

фазных провода. Лишь в отдельных случаях, о которых будет сказано ниже, нейтраль сети соединяют с землей, но через значительное индуктивное сопротивление. Следовательно, для этих напряжений сооружают сети с изолированной нейтралью (рис. 52, б).

Наконец, в сетях напряжением 110 кВ и выше, хотя прокладывают только три фазных провода, но нейтраль части трансформаторов заземляют, так что получаются сети с глухозаземленной нейтралью.

Одна из основных причин нарушения нормальной работы электрических установок — короткие замыкания в них.

Коротким замыканием называется всякое не предусмотренное нормальными условиями работы замыкание между фазами, а в системах с заземленной нейтралью (или четырехпроводных) также замыкание одной или нескольких фаз на землю (или на нулевой провод).

В системах с изолированной нейтралью замыкание на землю одной из фаз не является коротким замыканием. Однако одновременное замыкание на землю двух разных фаз и в системах с изолированной нейтралью есть двухфазное короткое замыкание через землю. Вследствие короткого замыкания резко повышается сила тока в сети.

На рисунке 53, а приведена осциллограмма тока I короткого замыкания (к.з.) при замыкании близко от электростанции с генераторами, не имеющими автоматических регуляторов возбуждения (АРВ). В линии до короткого замыкания была нагрузка с током i_0 . Короткое замыкание произошло, когда мгновенное значение тока нагрузки составляло i_y .

В течение первого полупериода ток к.з. возрос до наибольшего мгновенного значения i_∞ , которое называется ударным током. В последующие периоды ток к.з. стал плавно убывать до своего установившегося значения

Если короткое замыкание произошло недалеко от ге-

генератора, снабженного АРВ, то процесс протекает несколько иначе. При коротком замыкании напряжение генератора снижается, и спустя некоторое время, определяемое запаздыванием системы, вступает в действие АРВ. Оно повышает напряжение генератора, а значит, и значение установившегося тока короткого замыкания.

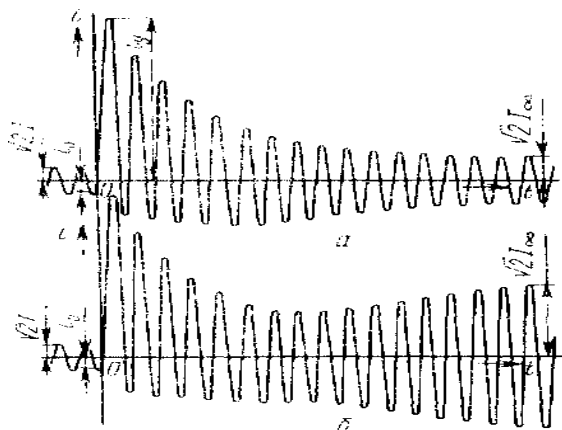


Рис.53 Осциллограмма тока короткого замыкания.

Простейшее для рассмотрения симметричное трехфазное короткое замыкание, так как при нем сопротивление всех трёх фаз до точки к.з. одинаково. Сокращенно этот вид к.з. обозначается $K^{(3)}$. К несимметричным коротким замыканиям относятся двухфазное [$K^{(2)}$], двухфазное на землю однофазное [$K^{(1)}$]. Последнее может возникать только в системах с заземленной нейтралью. В сетях с заземленной нейтралью наибольшее число — порядка 65 % — составляют однофазные короткие замыкания, 20 % — двухфазные на землю, 10 % — двухфазные и только 5 % — трехфазные. В воздушных сетях с изолированной нейтралью более двух третей коротких замыканий приходится на ¹ двухфазные и остальные — на трехфазные. Однако вследствие того что наиболее просто исследуются трехфазные к.з., а также потому, что от них легко перейти к несимметричным к.з. других видов, в первую очередь рассматриваются трехфазные короткие замыкания. Причины коротких замыканий в электрических системах весьма разнообразны. В первую очередь это нарушение

их изоляции и вследствие атмосферных, а в сетях очень высоких напряжений и коммутационных перенапряжений. Изоляция может быть нарушена также вследствие ее старения, механических повреждений, повреждения животными или птицами. Некоторую часть коротких замыканий вызывают ошибки в действиях обслуживающего персонала. Чем лучше организована эксплуатация электроустановки, тем реже бывают в ней короткие замыкания. Однако полностью их исключить нельзя, поэтому нужно принимать меры к тому, чтобы они не вызвали повреждений оборудования и длительных нарушений работы.

При коротких замыканиях из-за больших токов может повыситься температура токоведущих частей и произойти повреждение проводников и изоляции. Развиваемые при этом электродинамические усилия могут разрушить электрооборудование. Понижение напряжения вследствие короткого замыкания при определенной его длительности приводит к остановке — «опрокидыванию» электродвигателей. В магистральных сетях короткие замыкания могут нарушить устойчивость электрической системы, что представляет собой наиболее серьезную и длительно устраняемую аварию.

Следовательно, для того чтобы довести до минимума отрицательные последствия от коротких замыканий, нужно уметь определять значение возникающих при этом токов, то есть рассчитывать токи к.з.

Очевидно, для оценки теплового и электродинамического воздействия тока к.з., а также для того, чтобы определить степень понижения напряжения, нужно знать максимальные возможные токи к.з. в данной точке системы. Однако для расчетов действия релейной защиты (см. главу и обеспечения ее успешной работы в наиболее сложных условиях оказывается необходимым находить также минимальные токи к.з.

Для определения максимальных токов к.з. в данном месте принимают следующие основные допущения:

- 1) все источники питания включены и работают е номинальной нагрузкой;
- 2) все синхронные генераторы электростанций имеют АРВ и форсировку возбуждения (см. главу 10);
- 3) расчетное напряжение каждой ступени сети на 5 % больше номинального;
- 4) отсутствует насыщение магнитных систем;
- 5) у всех элементов системы учитывают только индуктивное сопротивление. Активное сопротивление следует учитывать, если его значение превышает 0,33 индуктивного. Поэтому оно учитывается только для проводов малых сечений электрических линий, и в особенности для стальных проводов;
- б) токами намагничивания трансформаторов пренебрегают, то есть схема замещения их принимается как одно индуктивное сопротивление;
- 7) сопротивление в месте короткого замыкания принимают равным нулю;
- 8) во время короткого замыкания вблизи электростанций частота вращения генераторов остается неизменной.

Составление расчетных схем

Для рачетатока к.з. любую схему электрической сети необходимо привести к ее простейшему виду, изображенному на рисунке 7.3. Тогда ток к.з.

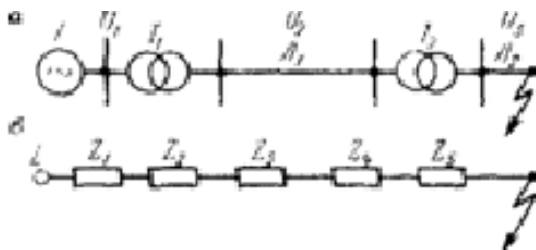


Рис.54 Схема цепи короткого замыкания

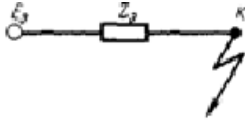


Рис.55 Схема для определения тока короткого замыкания ,приведенная к простейшему виду

$$\dot{Z}_\partial = \dot{Z}_1 + \dot{Z}_2 + \dot{Z}_3 + \dot{Z}_4 + \dot{Z}_5 \quad (1.28)$$

$$\dot{Z} = \frac{\dot{E}}{\sqrt{3I}} = \frac{U_6 U_6 E}{U_H U_H \sqrt{3I}} = Z \left(\frac{U_6}{U_H} \right)^2 \quad (1.29)$$

$$i = I \frac{U_H}{U_6} \quad (1.30)$$

$$I_K = \frac{E_\partial}{\sqrt{3}Z_a} \quad (1.31)$$

где E_∂ и Z_∂ — эквивалентные значения ЭДС и сопротивлений.

Для несложных схем входящие в них величины можно выражать в именованных единицах. Пусть на рисунке 7.4, а изображена схема цепи к.з., состоящая из генератора, двух трансформаторов и двух участков линии. Каждый из входящих в цепь элементов может быть выражен своим сопротивлением (рис. 54). Для того чтобы найти эквивалентное сопротивление схемы, нужно привести все сопротивления к одному напряжению, которое называют базисным. За базисное принимают номинальное напряжение одной из ступеней, умноженное на 1,05 (6,3; 10,5; 21; 37 кВ и т. д.).

Приведенные значения могут быть определены по следующим формулам:

$$\dot{E} = E \frac{U_6}{U_H} \quad (1.32)$$

В этих формулах U_H номинальное напряжение данной ступени, умноженное на 1,05.

Эквивалентное приведенное сопротивление схемы (рис. 54)

Преобразовывать сложные схемы при помощи именованных единиц неудобно. В этом случае величины выражают в относительных единицах. В качестве основной базисной единицы принимают базисную мощность S_0 , значение которой выбирают произвольно. Второй базисной единицей принимают напряжение $i/6$. Обычно для каждой ступени принимают за базисное ее номинальное напряжение, умноженное на 1,05, и, таким образом, в системе имеют столько базисных напряжений, сколько ступеней напряжений.

Базисная мощность

$$S_6 = \sqrt{3}U_6I_6 \quad (1.33)$$

базисный ток

$$I_6 = \frac{S_6}{\sqrt{3}U_6} \quad (1.34)$$

базисное сопротивление

$$Z_6 = \frac{U_6}{\sqrt{3}I_6} = \frac{U_6^2}{\sqrt{3}U_6I_6} = \frac{U_6^2}{S_6} \quad (1.35)$$

Значения относительных величин, приведенных к базисным условиям, определяют по следующим уравнениям:

$$E_{*(6)} = E/E_6 \quad (1.36)$$

$$U_{*6} = U/U_6 \quad (1.37)$$

$$I_6 = I/I_6 \quad (1.38)$$

$$S_{*(\delta)} = \frac{S}{S_6} = \frac{\sqrt{3} UI}{\sqrt{3} U_6 I_6} = U_{*(\delta)} I_{*(\delta)} \quad (1.39)$$

$$Z_{*(\delta)} = \frac{Z}{Z_6} = \frac{\sqrt{3} I_6}{U_6} Z = \frac{S_6}{U_6^2} Z = \frac{\sqrt{3} I_6}{U_6} \frac{U}{\sqrt{3} I} = \frac{U_{*(\delta)}}{I_{*(\delta)}} \quad (1.40)$$

Для электрических машин и аппаратов сопротивление в паспорте часто дается в относительных единицах к их номинальной мощности:

$$Z_{*(H)} = \frac{Z}{Z_H} = \frac{Z\sqrt{3I_H}}{U_H} = Z \frac{S_H}{U_H^2} \quad (1.41)$$

Отсюда

$$Z = Z_{*(H)} \frac{U_H}{\sqrt{3I_H}} = Z_{*(H)} \frac{U_H^2}{S_H} \quad (1.42)$$

Тогда сопротивление в относительных единицах, приведенное к базисной мощности,

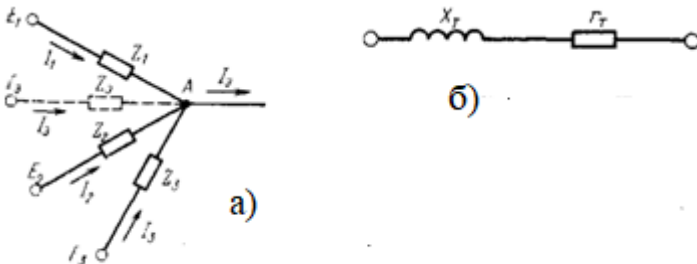


Рис.56 а) Схема замещения двухобмоточного трансформатора; б) Определение эквивалентной электродвижущей силы

Для преобразования исходных схем и приведения их к простейшей (рис. 55) используют общеизвестные методы, которые рассмотрены в дисциплине «Теоретические основы электротехники». Однако во всех случаях, предполагалось, что источники питания имеют одинаковые ЭДС, то есть $E_1 = E_2 = E_3$ (рис. 56а). Тогда эквивалентная ЭДС $E_3 = E_1 = E_3 = E_3$. В более общем случае

$$E_1 \neq E_2 \neq E_3$$

Тогда найти значение E_B можно следующим образом. На рисунке 7.5 эквивалентная проводимость а эквивалентный ток откуда или, преобразуя, имеем:

Величина в екобках равна нулю, и тогда эквивалентная ЭДС

В цепи короткого замыкания, кроме генераторов, могут быть элементы только трех видов: трансформаторы, провода воздушных или кабельных линий и реакторы. Сопротивления их определяют следующим образом.

Двухобмоточные трансформаторы имеют простейшую схему замещения (рис. 56б) без учета тока намагничивания, как это указывалось выше. Общее сопротивление трансформатора в относительных единицах по отношению к его номинальной мощности составляет:

$$Z_{*(H)} = U_k \% / 100 \quad (1.43)$$

$U_k \%$ где — напряжение короткого замыкания трансформатора в процентах.

Поскольку в трансформаторе активное сопротивление x_g мало по сравнению с индуктивным g достаточной степенью приближения можно считать, что

$$x_{*(6)} = x_{*(H)} \frac{S_6 U_H^2}{S_H U_6^2} = x_{*(H)} \frac{I_6}{I_H} \frac{U_H}{U_6} \quad (1.44)$$

$$x_{*(H)} = x_{*(H)} \frac{S_6 U_H^2}{S_H U_6^2} \quad (1.45)$$

$$X_{*(H)} \approx Z_{*(H)} = U_k \% / 100 \quad (1.46)$$

Сопротивление трансформатора в относительных единицах, приведенное к базисной мощности, по уравнению (1.45).

Индуктивные сопротивления на один километр длины проводов воздушных линий и кабелей мало зависят от сечений и для воздушных линий при напряжении 0,38 кВ могут быть приняты 0,35 Ом/км, а при напряжениях 6 ... 220 кВ — 0,4 Ом/км. Соответственно для кабелей при напряжениях 6 ... 10 кВ они составляют 0,08 Ом/км и для 35 кВ — 0,12 Ом/км. Активные сопротивления их можно определять в зависимости от сечения и материала провода. По уравнению (1.46) общее сопротивление провода воздушной линии или кабеля в относительных единицах, приведенное к базисной мощности,

$$Z_{*(6)} = Z_0 l \frac{S_6}{U_6^2} \quad (1.48)$$

где l — длина провода.

Реакторами называются катушки без стального сердечника, которые включают последовательно в электрическую сеть для уменьшения тока к.з. Их сопротивление в основном индуктивное, а активной составляющей его пренебрегают. Значение сопротивления реактора обычно дается в относительных единицах (или в процентах) к его номинальной мощности или номинальному току. Эта же величина в относительных единицах, приведенная к базисной мощности, по уравнению (1.48) составит:

Начальный период короткого замыкания

L , Из дисциплины «Теоретические основы электротехники» известно, что при включении на постоянное напряжение переменного тока электрической цепи, содержащей последовательное соединение активного сопротивления и индуктивности с коэффициентом самоиндукции справедливо следующее дифференциальное уравнение:

$$u = ir + L \frac{di}{dt} \quad (1.49)$$

Где i и u мгновенные значения тока и напряжения;
 t — время с момента включения цепи на напряжение.
Решение этого уравнения дает возможность определить

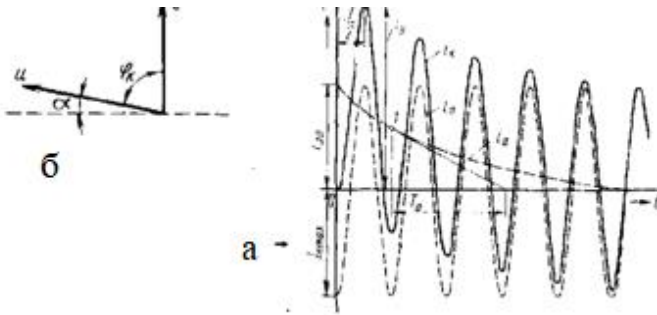


Рис. 57 а) Условия образования наибольшего значения периодической слагающей тока к.з. в начальный момент короткого замыкания; б) Кривы тока замыкания и его слагающих при наибольшем значении аperiodической слагающей.

На рисунке 57а) показана кривая тока к.з. и его слагающих при наибольшем возможном в данных условиях значении аperiodической слагающей. Кривая периодической слагающей представляет собой синусоиду

Кривая тока к.з. получается при сложении значений

периодической и аperiodической слагающих в каждый момент времени с учетом их знака. Она асимметрична относительно оси времени. Криволинейной осью симметрии ее является кривая аperiodической слагающей. После полного затухания последней кривая тока к.з. сливается с его периодической слагающей.

Наибольшее мгновенное значение тока к.з. за период короткого замыкания, называемое ударным током, наблюдается спустя полпериода после замыкания, то есть при $t = 0,01$ с.

Определение токов короткого замыкания в сельских сетях напряжением 380 В

Сельские электрические сети напряжением 380 В выполняют с глухозаземленной нейтралью. Поэтому в них возможны трехфазные, двухфазные и однофазные к.з.

Токи к.з. при трехфазных и двухфазных замыканиях определяют методами, приведенными выше. Кроме того, нужно находить ток к.з. для проверки надежности срабатывания релейной защиты, если она есть, отключающих катушек автоматов и плавких предохранителей. В этом случае, как указывалось выше, необходимо определять наименьшие значения тока к.з. Для сетей напряжением 380/220 В это, как правило, токи однофазных к.з. Ниже изложен порядок определения этих токов. Кроме того, очевидно, что наименьшее значение тока будет при к.з. в наиболее удаленной точке воздушной линии, которую выбирают в качестве расчетной.

Электрическая схема сети в этом случае показана на рисунке 56а, а, а ее схема замещения — на рисунке 56 б. Сопротивлением линии напряжением 10 кВ можно пренебречь и принять

$Z_{10} \approx 0$. Тогда ток однофазного к.з.

$$I_{\text{К}}^{(I)} = \frac{3U_{\phi}}{Z_{\text{пр.т}} + Z_{\text{об.т}} + Z_{\text{от}} + Z_{\text{пр.0.38}} + Z_{\text{пр.0.38}} + Z_{\text{00.38}}} \quad (1.50)$$

Сопротивление петли «фазный провод — нулевой проводя

$$I_{\text{К}}^{(I)} = \frac{3U_{\phi}}{Z_{\text{т}} + 3Z_{\text{ц}}} = \frac{U_{\phi}}{\frac{Z_{\text{т}}}{3} + Z_{\text{п}}} \quad (1.51)$$

$$Z_{\text{п}} = \frac{Z_{\text{пр.0.38}} + Z_{\text{об.0.38}} + Z_{\text{00.38}}}{3} \quad (1.52)$$

Поэтому ток однофазного к.з. может быть определен по приближенной формуле

Где $Z_{\text{т}}$ — полное сопротивление трансформатора току замыкания на корпус.

Значения $Z_{\text{т}}$ зависят от мощности трансформаторов и схемы обмоток: «звезда — звезда с нулем» или «звезда — зигзаг с нулем». Значения полных сопротивлений трансформаторов току замыкания на корпус приведены в таблице 1.9.

Индуктивное сопротивление петли «фазный — нулевой провод линии» для проводов из цветных металлов принимают 0,6 Ом/км, для стальных проводов активное и внутреннее индуктивные сопротивления определяют в зависимости от токов к.з., а внешнее индуктивное сопротивление берут равным 0,6 Ом/км.

Для надежного автоматического отключения аварийного участка ток однофазного к.з. должен не менее чем в 3 раза превышать номинальный ток плавкой вставки предохранителя или расцепителя автомата. Для автоматов, снабженных только электромагнитным расцепителем, этот ток должен составлять не менее 1,4 уставки тока электромагнитного расцепителя автомата. Сопротивления стальных проводов следует брать для этих значений токов. Если фазный и нулевой провода разного сечения, то полное сопротивление петли

Таблица 1.9 Полные сопротивления трансформаторов току замыкания на корпус

Тип трансформатора	Мощность, кВ*А	Сопротивления Z_T , приведенные к напряжению 400 В, Ом
ТМ	16	4,62
	25	3,60
	40	2,58
	63	1,63
	100	1,07
	160	0,70
	250	0,43
	400	0,318
ТМА ТСМА ТМФ	630	0,246
	100	1,67
	100	1,20
	400	0,352
	630	0,273

$$z_{\pi} = l \sqrt{(r_{0\phi} + r_{0н})^2 + (x''_{0\phi} + x''_{0н} + 2x'_0)^2} \quad (1.53)$$

где $r_{0\phi}, x''_{0\phi}$ — сопротивления фазного провода;
 $r_{0н}, x''_{0н}$ — сопротивления нулевого провода.

Когда сечения проводов вдоль линии различны, нужно найти полное сопротивление каждого участка и все результаты сложить.

Если ток к.з. недостаточен для срабатывания защиты, увеличивают сечение проводов либо берут трансформатор большей мощности.

Как уже упоминалось, при напряжениях 0,38 кВ и 110

кВ и выше применяется глухое заземление нейтрали. В сетях с глухим заземлением нейтрали всякое замыкание на землю представляет собой однофазное к.з., и его рассчитывают способами, приведенными в предыдущих параграфах настоящей главы.

В электрических сетях напряжением от 6 до 35 кВ включительно нейтраль изолирована от земли. В таких сетях соединение фазного провода с землей не является коротким замыканием и называется замыканием на землю.

При замыкании на землю, если переходное сопротивление в месте замыкания равно нулю, напряжение поврежденной фазы относительно земли становится равным нулю, а здоровых фаз повышается в $\sqrt{3}$ и становится равным междуфазному. Провода воздушной линии обладают емкостью по отношению к земле, и через нее течет емкостный ток замыкания на землю.

$$I_B = \sqrt{I_A^2 + I_A I_B + I_B^2} = \sqrt{3} I_A \quad (1.54)$$

$$I_3 = \sqrt{(I_B)^2 + I_n I_c + (I_c)^2} = \sqrt{(\sqrt{3} I_A)^2 + \sqrt{3} I_A \sqrt{3} I_A + (\sqrt{3} I_A)^2} = 3 I \sqrt{3} I_A = 3 U_{\phi \omega} C_A \quad (1.55)$$

$$\dot{I}_3 = \dot{I}_A + \dot{I}_B + \dot{I}_C \quad (1.56)$$

$$\dot{I}_C = \sqrt{I_A^2 + I_A I_C + I_C^2} = \sqrt{3} I_A \quad (1.57)$$

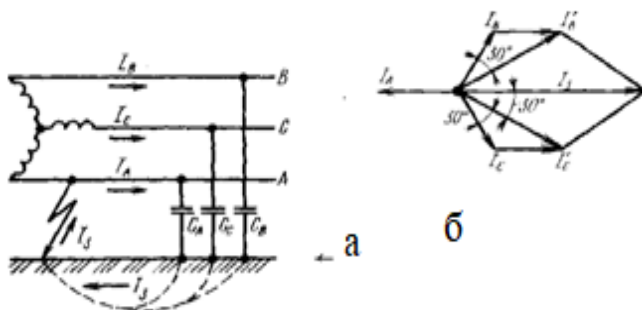


Рис 57а) Векторная диаграмма токов при замыкании на землю в трехфазной сети с изолированной нейтралью.б) Замыкание на землю в сети с изолированной нейтралью

Сила этого тока невелика, она составляет единицы или десятки ампер, но при некоторых условиях может вызвать отрицательные последствия. Поэтому необходимо уметь определять силу тока замыкания на землю, чтобы оценить возможную опасность от его прохождения в сети.

Пусть имеем трехфазную сеть с изолированной нейтралью (рис. 57а). Емкости фазных проводов по отношению к земле приблизительно равны: $C_A = C_B = C_C$ тогда токи, протекающие через емкости, также равны и ($I_A = I_B = I_C$) сдвинуты один относительно другого на угол 120° Следовательно, их геометрическая сумма равна нулю и ток в земле отсутствует.

В электрических сетях напряжением 6 ...35 кВ, имеющих железобетонные или металлические опоры, ток замыкания на землю во всех случаях не должен превышать 10 А.

Если ток замыкания на землю не превышает указанных значений, то при замыкании фазы на землю нет необходимости немедленно отключать линию, и она может работать до тех пор, пока не будет найден и отключен для ремонта поврежденный участок. Обычно это рекомендуется выполнить в течение не более двух часов.

При токах, больших приведенных выше значений, в месте замыкания на землю может возникнуть устойчивая перемежающаяся дуга. Эта дуга загорается и гаснет с частотой, равной рабочей частоте тока в установке или превышающей ее. В связи с этим в сети возникают перенапряжения, которые могут достигать трех-, четырехкратных значений номинального напряжения, что представляет опасность для изоляции, особенно при напряжении 35 кВ.

Кроме того, от термического действия дуги в месте замыкания возрастает опасность повреждения изоляции, разрушения железобетонных и возгорания деревянных опор. Вследствие этого увеличивается вероятность перехода дуги замыкания на землю в короткое замыкание между фазами, особенно в кабельных сетях.

Для уменьшения тока замыкания на землю, который является емкостным, между нейтралью трансформатора и землей включают индуктивную катушку, называемую дугогасительной. Индуктивный ток катушки может полностью компенсировать и даже перекомпенсировать емкостный ток замыкания на землю. Электрические сети, нейтраль которых соединена с землей через индуктивную дугогасительную катушку, называются компенсированными.

Воздушные сельские сети при напряжении 35 кВ в отдельных случаях необходимо компенсировать, а при напряжениях 6 ... 20 кВ, как правило, не нужно.

В кабельных сетях ток замыкания на землю в 30 ... 35 раз больше, чем в воздушных при той же длине, поэтому кабельные сети часто приходится компенсировать дугогасительными катушками при напряжениях даже 6 кВ и тем более при напряжениях 10 кВ и выше.

Расчет токов КЗ в сети 0,4кВ проводят при условии что на шинах высшего напряжения трансформатора напряжение неизменно и равно номинальному. Расчеты сводят,

как правило, к определению максимального тока трехфазного КЗ на шинах 0,4кВ и тока однофазного КЗ в наиболее электрически удаленной точке линии. Для автоматического отключения аварийного участка, ток однофазного КЗ должен не менее чем в 3 раза превышать номинальный ток плавкой вставки предохранителя или теплового расцепителя автоматического выключателя. Для автоматов с электромагнитным расцепителем, этот ток должен составлять не менее 1,4 уставки автомата.

Ток трехфазного КЗ в конце линии 0,4кВ в указанных единицах определяют по формуле:

$$I_k^{(3)} \frac{U_{ср.н}}{\sqrt{3}Z_{экв}} \quad (1.57)$$

$$I_{к-2}^{(3)} = \sqrt{3} (r_T + r_L) (x_T + x_L) A. \quad (1.58)$$

Ток трёхфазного К.З на шинах определяют:

$$I^{(3)}k - 2 \frac{U_{ср-н}}{\sqrt{3}Z_{экв-2}} = \frac{400}{1.75 \times 0.135} = 1739A \quad (1.59)$$

Ток однофазного К.З в конце линии 0,4кВ определяют по формуле:

$$I_{к-3}^{(1)} = \frac{U_{\Phi}}{\frac{Z_T^{(1)}}{3} + Z_{\Pi}} = \frac{230}{0,44 + 0,75} = 48,3A \quad (1.60)$$

где : r_T, r_L – активное сопротивление трансформатора, линии, Ом

x_T, x_L индуктивное сопротивление трансформатора, линии, Ом

S_n – номинальная мощность трансформатора, кВА.

U_{ϕ} – Базисное напряжение, кВ

ΔU_k – напряжение короткого замыкания трансформатора в %.

$Z_{\text{п}}$ – полное сопротивление петли фазный – нулевой провода линии, которое определяется по формуле:

$$Z_{\text{петли}} = L\sqrt{(r_{0.н} + r_{0ф})^2 + 0,6^2} \quad (1.61)$$

Z_{T} – полное сопротивление трансформатора тока замыкания на корпус; Ом

Таблица. 1.10 Сопротивление трансформаторов 10/0,4 кВ

Мощность трансфор-	Схема соединения	Сопротивление, Ом			Сопротивление Z_{T} приведенное
		R_{T}	X_{T}	Z_{T}	
25	Y/Y _н	0,154	0,244	0,288	3,60
40	Y/Y _н	0,088	0,157	0,180	2,58
63	Y/Y _н	0,053	0,101	0,114	1,63
100	Y/Y _н	0,032	0,0706	0,072	1,07
160	Y/Y _н	0,0167	0,042	0,045	0,70
250	Y/Y _н	0,0095	0,0268	0,0289	0,43
400	Y/Y _н				0,318
630	Y/Y _н				0,246

Вопросы для повторения:

1. Зачем нужен расчёт токов КЗ.?
2. Что называется током КЗ.?
3. Что такое короткое замыкание и замыкание на землю.
4. Каковы причины возникновения к.з.?
5. Что такое периодическая и аперiodическая составляющие тока к.з.?
6. Какое значение тока к.з. называют ударным, как его вычислить?
7. Как рассчитывают токи к.з. в именованных величинах?
8. Как рассчитываются токи КЗ методом относительных единиц?

9. В каком случае удобнее рассчитывать токи к.з. в относительных величинах и как их получают?
10. Какие основные допущения вводят при расчете токов к.з.?
11. Как вычисляют токи к.з.: в системе неограниченной мощности в электроустановках напряжением ниже 1 кВ; при однофазном и двухфазном к.з.?
12. Как подсчитывают силу взаимодействия между проводниками во время к.з.?
13. Какие последствия вызывает замыкание на землю одной из фаз в сети с незаземленной нейтралью?
14. Что такое базисное $U_б$?
15. Что такое базисная мощность $S_б$?
16. Что такое $Z_{рез}$ – результирующее сопротивление?
17. Какое условие должно соблюдаться, чтобы сработал автоматический выключатель или предохранитель на подстанции?
18. Зачем нужно определять сопротивление петли фаза – нулевой провод?
19. Причины возникновения замыкания на землю?
20. Какие способы существуют определения мест повреждения?
21. К чему ведет однофазное замыкание на землю в сети с изолированной нейтралью?
22. Что такое компенсированная сеть?
23. Для каких целей служат автоматические воздушные выключатели и предохранители.
24. Что такое универсальный автоматический выключатель.
25. Как устроен автоматический выключатель АЗ700 и предохранители ПН-2, ПР2
26. Какие расцепители применяются в автоматах.
27. Какие преимущества имеют автоматические выключатели.

Тема 1.3 Методика выбора схем типовых и потребительских подстанций

План занятий:

1. Высоковольтная аппаратура и токоведущая часть распределительных устройств.
2. Контрольно измерительные приборы и измерительные трансформаторы.
3. Сельские трансформаторные подстанции.
4. Резервные электростанции.

1.3.1 Высоковольтная аппаратура и токоведущая часть распределительных устройств

Требования к высоковольтной аппаратуре.

Аппаратуру силовых цепей РУ напряжением свыше 1 кВ называют высоковольтной. Ее изоляция должна обладать большой электрической прочностью, а коммутирующие устройства обеспечивать гашение устойчивой и мощной электрической дуги. Это особенно важно для аппаратуры сверхвысоких напряжений (500, 750 кВ и выше), но относится и к широко распространенным в сельском электроснабжении установкам, рассчитанным на напряжения 10 и 35 кВ.

Понятие о гошении и горении электрической дуги

Общие сведения. Электрическая дуга возникает при размыкании электрической цепи. Для ее появления достаточно, чтобы напряжение на контактах было более 10...20 В, а ток цепи не менее 0,1 А. Дугу можно наблюдать как в установках напряжением до 1 кВ, так и выше. Даже при

включении и отключении небольших электрических установок, электроплиток, ламп видна электрическая искра, которая и является электрической дугой с малым током.

При небольших напряжениях и токах дуга горит устойчиво, быстро гаснет и не представляет опасности для аппаратуры и токоведущих частей. Но в достаточно мощных силовых цепях дуга представляет собой грозную опасность. Температура внутри дуги достигает $1000 \dots 15000 \text{ }^{\circ}\text{C}$ и может расплавить контакты и токоведущие части. Нередки случаи, когда при горении дуги расплавляются фарфоровые изоляторы и испаряются медные ножи разъединителей. При напряжениях 110 кВ и выше длина дуги может достигать нескольких метров, а так как она непрерывно меняет направление в воздухе, то часто служит причиной возникновения коротких замыканий. Поэтому в установках как низкого, так и высокого напряжения стремятся погасить дугу как можно быстрее.

В дуговом створе (ионизированном канале, где горит дуга) непрерывно движутся заряженные частицы. Отрицательно заряженные частицы, в основном электроны, перемещаются по направлению к аноду, а атомы и молекулы газов, лишенные одного или нескольких электронов, т. е. положительно заряженные частицы, к катоду. Таким образом, дуга горит только в газе, а в вакууме ее быть не может, если только катод и анод не являются источниками большого числа заряженных частиц.

В дуге одновременно происходят два процесса: ионизация и деионизация атомов и молекул той среды, в которой дуга горит. При зажигании дуги преобладает ионизация, при устойчивом горении ионизация и деионизация одинаково интенсивны, а в погасающей дуге деионизация преобладает над ионизацией.

Заряженные частицы образуются в дуге в результате

действия нескольких видов ионизации, однако максимальное появление ионов характерно для термической ионизации, когда под воздействием высокой температуры и больших скоростей уже заряженных частиц распадаются нейтральные атомы и молекулы. В начале горения дуги и большое значение имеет автоэлектронная эмиссия: под воздействием электрического поля высокой напряженности с поверхности электрода вырываются электроны, которые разгоняются и осуществляют ударную и термическую ионизацию.

Деионизация дуги происходит главным образом за счет диффузии переноса заряженных частиц в окружающую среду и рекомбинации, когда электроны соединяются с положительно заряженными частицами. Деионизация особенно усиливается при охлаждении дуги, а интенсивность ионизации в этом случае снижается.

Таким образом, на процессы горения дуги влияют среда, в которой дуга возникает, и внешние условия, в основном ведущие к ее охлаждению. Так как деионизация более интенсивна в газах с большей теплоемкостью и теплопроводностью, то такие газы обладают и большей дугогасящей способностью. Например, дугогасящие свойства водорода в семь раз лучше, чем воздуха.

На условия горения дуги влияет также давление в газе. С повышением давления ионизация быстро снижается, а диффузия и теплопроводность увеличиваются.

Проводимость плазмы дуги (ионизированного газа в ее стволе) близка к проводимости металлов. Поэтому падение напряжения по длине дуги незначительно и достигает обычно нескольких десятков вольт независимо от напряжения установки, в которой горит дуга. Падение напряжения распределяется по длине дуги неравномерно, 126 оно больше вблизи электродов и меньше на остальных участ-

ках. Особенно большая доля напряжения теряется около катода (до 10...20 В). Это явление, названное околокатодным падением напряжения, объясняется тем, что около катода постоянно скапливаются положительно заряженные частицы, которые создают облако невысокой проводимости.

Процессы горения и гашения дуги при постоянном и переменном токах принципиально различны. При постоянном токе дуга горит стабильно после того, как уравниваются процессы ионизации и деионизации. При переменном токе дуга гаснет, когда ток переходит через нулевое значение, а затем снова загорается. Большое значение имеет процесс восстановления электрической прочности дугового промежутка после перехода тока через нулевое значение. После погасания дуги в дуговом промежутке интенсивно идет деионизация и проводимость его резко падает. Если восстанавливающееся напряжение переменного тока сможет пробить деионизированный промежуток, дуга снова загорится на очередную половину периода, если же электрическая прочность промежутка возрастает быстрее, чем напряжение, то дуга больше не загорится. Восстановлению электрической прочности можно способствовать, разводя контакты, между которыми горит дуга, или перемешивая остаточный, еще ионизированный ствол дуги с холодной и нетокопроводящей окружающей средой.

В коммутационных аппаратах, которые предназначены для разрыва электрической цепи под током, возникновение и горение электрической дуги нормальный рабочий режим. Для того чтобы предотвратить нежелательные явления и быстрее погасить дугу, разрывные контакты этих аппаратов заключают в специальные дугогасящие устройства (камеры). При устройстве дугогасительных камер и отключающих аппаратов используют следующие способы интенсификации деионизации в дуговом стволе и быстрого гашения дуги.

Деление длинной дуги на ряд коротких. Если дугу разбить на ряд коротких, то на каждой ее части образуются катоды и аноды, около которых существуют области пониженной проводимости. Восстанавливающегося напряжения будет недостаточно, чтобы пробить несколько дуговых промежутков, и дуга погаснет после перехода тока через нулевое значение. Этот способ гашения дуги, предложенный еще М. О. Доливо-Добровольским, очень эффективен. Его используют в коммутационных аппаратах, рассчитанных на напряжение до 1 кВ.

Деление дуги на части осуществляют на металлической решетке, когда дуга попадает под воздействие собственного электромагнитного поля и взаимодействующего с ним поля, наводимого в пластинах решетки вихревыми токами. Пластины могут быть медными или стальными. Контакт, расположенный относительно дуги под определенным углом, при размыкании выводит ее на пластины; первоначальное движение дуги возникает под воздействием электродинамических сил.

Охлаждение дуги в узкой щели. Если дугу затянуть в узкое пространство с холодными нетокопроводящими стенками (например, из асбестоцемента), то, соприкасаясь с ними, дуга охлаждается и деформируется, что способствует ее быстрому гашению. На рисунке 9.1,6 показаны ствол дуги (кружок с крестиком) и силовые линии поля с напряженностью J , втягивающего дугу в узкую щель. Втягивающее поле обычно создают специальными электромагнитами. Поле может втягивать дугу в щель на решетку, состоящую из нескольких пластин, расположенных одна над другой, или придавать дуге вращательное движение тогда дуга как бы катится по холодной поверхности. Гашение дуги в узких щелях применяют для аппаратов, рассчитанных на напряжение до 1 кВ и выше. Гашение дуги в предохраните-

лях, заполненных кварцевым песком, тоже можно рассматривать как гашение в узкой щели.

Удлинение дуги. При быстром расхождении контактов дугового промежутка дуга растягивается, ее поверхность увеличивается; охлаждение ствола дуги улучшается, и падение напряжения на дуговом промежутке возрастает. Дуга удлиняется во всех коммутационных аппаратах во время отключения тока, так как в процессе отключения контакты обязательно расходятся. В аппаратах, рассчитанных на напряжение до 1 кВ, для гашения дуги часто достаточно ее удлинения, свыше 1 кВ необходимо сочетать его с другими способами гашения.

Применение масла для гашения дуги. При возникновении дуги между контактами в масле происходит его интенсивное разложение и испарение под действием высокой температуры. В результате вокруг дуги образуется газопаровой пузырь, состоящий в основном из водорода (70...80 %), что способствует быстрому гашению дуги. Кроме того, в пузыре создается повышенное давление и непрерывно движутся газы и пары масла, что также вызывает быструю деионизацию дугового промежутка. Данный способ применяют в отключающих аппаратах напряжением свыше 1 кВ. Конструкции и принцип действия высоковольтных масляных выключателей рассмотрены далее.

Назначение трансформаторного масла в выключателях

Трансформаторное масло используется в качестве жидкой изоляции и теплоотводящей среды в электротехнической аппаратуре, например, в трансформаторах, масляных выключателях, конденсаторах высокого напряжения, силовых кабелях. В масляных выключателях масла выполняют функцию дугогасящей среды.

От качества трансформаторного масла зависят надежность и длительность работы трансформатора. Сравнив пробивную прочность масла при выпуске трансформатора с завода со значениями, полученными перед включением его в работу, можно определить степень увлажненности трансформатора. Трансформаторные масла получают глубокой очисткой нефтяных масел различными способами. При этом нефти различных месторождений отличаются химическим составом, что оказывает существенное влияние на физико-химические показатели и углеводородный состав масел, получаемых из них.

С развитием техники ужесточились требования, предъявляемые к чистоте трансформаторных масел. Сроком эксплуатации трансформатора, в действительности, является срок жизни изоляционной системы (т.е. трансформаторного масла). В процессе эксплуатации масел в них накапливаются продукты окисления, загрязнения и другие примеси. При появлении в масле кислорода и воды, трансформаторное масло окисляется даже при идеальных условиях. На состояние изоляционного масла также влияют загрязнения, появляющиеся от твердых материалов трансформатора, которые растворяются в масле. Кислоты, образовавшиеся в процессе окисления, действуют на углерод и металлы и создают мыльный металл, альдегид, спирт, которые осаждаются как кислотные грязи (тяжелые вещества) на изоляции. Грязь появляется быстрее при сильно загруженном, горячем и неправильно эксплуатируемом трансформаторе. Грязь увеличивает вязкость масла, и тем самым, уменьшает его охлаждающую способность, что ведет к сокращению службы трансформатора.

Целью очистки (регенерации) трансформаторного масла является извлечение из него влаги, кислот, механической грязи, а также нежелательных компонентов, таких как

непредельные углеводороды, асфальто-смолистые вещества, сернистые и азотистые соединения. Для регенерации отработанных масел применяют разнообразные технологические операции, основанные на физических, физикохимических и химических процессах.

В качестве технологических операций обычно соблюдается следующая последовательность методов:

1. механический – для удаления из масла свободной воды и твердых загрязнений (фильтрация, центрифугирование, отстой);
2. теплофизический – выпаривание, вакуумная перегонка;
3. физико-химический – коагуляция, адсорбция;
4. химический – если недостаточно первых трех; он связан с применением более сложного оборудования и большими затратами.

В процессе эксплуатации отдельные качественные показатели и свойства трансформаторного масла меняются оно стареет. Старение трансформаторного масла в процессе эксплуатации определяется по изменению кислотного числа, по количеству образующегося в нем шлама, и по реакции водной вытяжки.

Применение сжатого воздуха и другие способы гашения дуги

Дуга, обдуваемая сжатым воздухом, интенсивно охлаждается; кроме того, сжатый воздух деформирует ствол дуги. Все это способствует ее быстрому гашению. Направление движения струи воздуха может быть продольным и поперечным

Вместо воздуха часто используют другие газы, получаемые из твердых газогенерирующих материалов (фибра, винипласт и др.). Под воздействием дуги такие материалы

разлагаются; чем сильнее дуга, тем больше выделяется газов. Широкое распространение получает гашение дуги в элегазе (шестифтористая сера), который обладает большей электрической прочностью, чем воздух и водород, и лучшими дугогасящими свойствами.

Для гашения дуги применяют также вакуумные устройства. Здесь она гаснет после первого прохождения тока через нулевое значение, так как сильно разреженный газ характеризуется высокой электрической прочностью.

Вопросы для повторения:

1. Какие способы гашения дуги вы знаете?
2. Зачем применяется трансформаторное масло?
3. Как устроена дугогасительная камера?
4. Что такое магнитное дутье?
5. Что такое деление электрической дуги?
6. Когда гасится электрическая дуга?
7. Природа возникновения электрической дуги в коммутационных аппаратах?
8. Зачем электрические контакты усиливают тугоплавким металлом?

Назначение изоляторов Р.У.

Изоляторы и изоляционные конструкции. В распределительных устройствах необходима надежная изоляция, так как провода, шины и токоведущие части аппаратов имеют различные потенциалы. Воздушные промежутки между фазами, фазами и землей, а также заземленными конструкциями можно считать надежной изоляцией, если эти промежутки выбраны правильно. Шины, провода и токоведущие части должны быть прочно закреплены. В ме-

стах закрепления устанавливают опорные, проходные, подвесные изоляторы и различные изоляционные конструкции, называемые аппаратными изоляторами.

Изоляторы должны быть электрически и механически прочными и выдерживать различные атмосферные воздействия (дождь, снег, изморозь, обледенение, пыльные бури и др.). Изоляторы изготавливают из фарфора или специального стекла.

Различают изоляторы наружной и внутренней установки. Изоляторы наружной установки больших габаритов, со значительной ребристой поверхностью, благодаря чему получают несмачиваемые дождем участки. На изоляторах внутренней установки тоже могут быть небольшие ребра. Все изоляторы конструируют так, чтобы их пробивное напряжение было выше напряжения перекрытия по поверхности. Пробивным называют напряжение, при котором происходит пробой изолятора по его толщине. При перекрытии дуга проходит по поверхности изолятора, но после ее отключения изолирующие свойства обычно восстанавливаются.

Каждый изолятор снабжен арматурой, на которой крепят провода.



Рис. 58 Опорные изоляторы



Рис. 59 Опорно-штыревые изоляторы



Рис. 60 Проходные изоляторы

Классификация изоляторов Р.У.

Изоляторы и изоляционные конструкции. В распределительных устройствах необходима надежная изоляция, так как провода, шины и токоведущие части аппаратов имеют различные потенциалы. Воздушные промежутки между фазами, фазами и землей, а также заземленными конструкциями можно считать надежной изоляцией, если эти промежутки выбраны правильно. Шины, провода и токоведущие части должны быть прочно закреплены. В местах закрепления устанавливают опорные, проходные, подвесные изоляторы и различные изоляционные конструкции, называемые аппаратными изоляторами.

Изоляторы должны быть электрически и механически прочными и выдерживать различные атмосферные воздействия (дождь, снег, изморозь, обледенение, пыльные бури и др.). Изоляторы изготавливают из фарфора или специального стекла.

Различают изоляторы наружной и внутренней установки. Изоляторы наружной установки больших габаритов, со значительной ребристой поверхностью, благодаря чему получают несмачиваемые дождем участки. На изоляторах внутренней установки тоже могут быть небольшие ребра. Все изоляторы конструируют так, чтобы их пробивное напряжение было выше напряжения перекрытия по поверхности. Пробивным называют напряжение, при котором происходит пробой изолятора по его толщине. При перекрытии дуга проходит по поверхности изолятора, но после ее отключения изолирующие свойства обычно восстанавливаются.

Каждый изолятор снабжен арматурой, на которой крепят провода, шины и токоведущие части, и арматурой для крепления самих изоляторов. Арматура может быть "утопленной" в теле изолятора и выступающей. Арматуру соединяют с фарфором цементной замазкой. Конструкции изоляторов показаны на рисунках (58,59,60)

Токоведущие части электрических установок и отдельных аппаратов должны быть надежно изолированы одни от других и от земли. Для выполнения этих функций и крепления токоведущих частей используют различные изоляторы, которые подразделяются на стационарные, аппаратные и линейные.

Стационарные и аппаратные изоляторы применяют для крепления и изоляции шин в распределительных устройствах электрических станций и подстанций или соответственно токоведущих частей аппаратов. Эти изоля-

торы, в свою очередь, подразделяются на опорные и проходные. Последние устанавливают при проходе шин через стены и перекрытия внутри помещений, а также при выводе их из зданий или применяют для вывода токоведущих частей из корпусов аппаратов.

Линейные изоляторы служат для крепления проводов воздушных электрических линий и шин открытых распределительных устройств. Изоляторы должны удовлетворять следующим требованиям: обеспечивать достаточную электрическую прочность, определяемую напряженностью электрического поля (кВ/м), при которой материал изолятора теряет свойства диэлектрика; обладать достаточной механической прочностью, дающей возможность противостоять динамическим усилиям, которые возникают между отдельными токоведущими частями при к.з. в цепи; обеспечивать неизменность своих свойств под влиянием окружающей среды (дождь, снег и т. п.); обладать достаточной теплостойкостью, то есть не изменять своих электрических свойств при изменении температуры в определенных пределах; иметь поверхность, устойчивую против воздействия электрических разрядов.

К электрическим характеристикам изоляторов относятся: номинальное и пробивное напряжения (минимальное напряжение, при котором происходит пробой изолятора), разрядные и выдерживаемые напряжения промышленной частоты в сухом состоянии (сухоразрядное, при котором происходит перекрытие по поверхности изолятора без потери изоляционных качеств) и под дождем (мокроразрядное, по смоченной поверхности изолятора), импульсные 50 %-ные разрядные напряжения обеих полярностей. К основным механическим характеристикам относятся: минимальная (номинальная) разрушающая нагрузка (в ньютонах), приложенная к головке изолятора в направлении, перпендикулярном оси, а также размеры и масса.

Станционные и аппаратные изоляторы, как и линейные, в большинстве случаев изготавливают из фарфора, который наиболее полно отвечает предъявляемым требованиям. Ряд деталей аппаратов, выполняющих функции изоляции, особенно находящихся внутри кожухов и в некоторых случаях залитых изоляционным маслом, изготавливают из бакелита, гетинакса и текстолита.

Для крепления изолятора к основанию и шин или токоведущих частей аппаратов к изолятору используют металлическую арматуру, то есть металлические части, закрепленные на фарфоре. Арматуру закрепляют на фарфоре чаще всего при помощи различного рода цементирующих замазок с коэффициентом объемного теплового расширения, близким к коэффициенту фарфора. В целях улучшения качества изоляторов их фарфоровый корпус с внешней стороны покрывают глазурью. В зависимости от рода установки используют изоляторы для внутренней или наружной установки. Последние имеют более развитую поверхность, благодаря которой увеличивается микроразрядное напряжение, что обеспечивает надежную работу под дождем, а также в загрязненном состоянии. Изоляторы на разные номинальные напряжения отличаются активной высотой фарфора, а на разные разрушающие механические усилия — диаметром.

Опорные изоляторы можно разделить на опорно-стержневые и опорно-штыревые. Опорные-стержневые изоляторы имеют сплошной или полный фарфоровый стержень с выступающими ребрами. Арматура изоляторов, рассчитанных на значительную механическую нагрузку, состоит из овальных или квадратных фланцев с отверстиями для болтов снизу и металлических головок с нарезными отверстиями для крепления проводника сверху. Изоляторы, рассчитанные на меньшую механическую нагрузку, не

имеют фланцев и головок. У них предусмотрены металлические фасонные вкладыши с резьбовыми отверстиями, укрепленные в углублениях фарфорового стержня. Эти изоляторы благодаря внутренней заделке арматуры имеют меньшие размеры и массу. Изоляторы для внутренней установки на напряжение до 35 кВ серии ОФ имеют коническое фарфоровое тело с одним или двумя небольшими ребрами. Опорно-стержневые изоляторы для наружной установки серии ОНС отличаются от рассмотренных более развитыми ребрами. Их изготавливают для напряжений 10...110 кВ. Опорно-штыревые изоляторы серии ОНШ предназначены для наружной установки. Они имеют фарфоровое тело с далеко выступающими ребрами (крыльями) для защиты от дождя. Изолятор укрепляют на основании при помощи чугунного штыря с фланцем. Сверху предусмотрен чугунный колпак с нарезными отверстиями для крепления токоведущих частей. Проходные изоляторы для внутренней установки на напряжение до 35 кВ имеют полый фарфоровый корпус с небольшими ребрами. Для крепления изолятора в перекрытии (стене) на средней его части предусмотрен фланец, а на торцах для крепления проводника — металлические колпаки. Проходные изоляторы с номинальным током до 2000 А снабжены стержнями прямоугольного сечения. Изоляторы на ток 2000 А и выше, так называемые «шинные», поставляются без стержней. Эти изоляторы на торцах имеют колпаки специальной конструкции, удерживающие стальные планки с прямоугольными вырезами, через которые пропускается токоведущая шина. Фланцы и колпаки у изоляторов с большим номинальным током (обычно более 1000 А) изготавливают из немагнитных материалов — чугуна специальных марок, силумина — для избежания дополнительных потерь из-за индуцированных токов. Проходные изоляторы, одна часть которых работает на открытом воздухе, а другая — в закрытом помещении или в

масле, как, например, проходные изоляторы трансформаторов и масляных выключателей, делают несимметричными. Часть фарфорового корпуса, работающая на воздухе, имеет более развитые ребра.

Проходные изоляторы на напряжение 110 кВ и выше, так называемые «вводы», кроме фарфоровой,

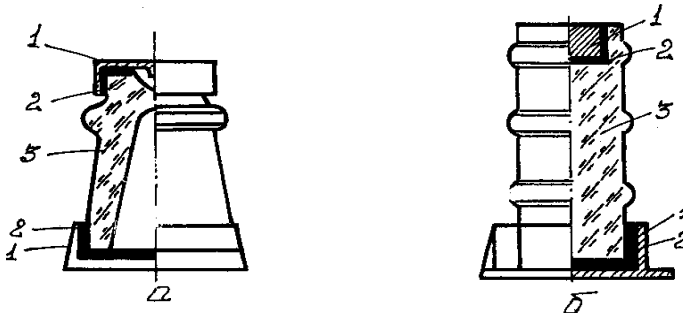


Рис 61. Опорные изоляторы:

а – ОФ-10-750 кр (опорный фарфоровый, напряжение 10 кВ, разрушающее усилие 750*9,81 Н, круглый фланец); б – ОФ-35-2000 кВ (с квадратным нижним фланцем); 1 – фланец из металла; 2 цементная заделка; 3 – фарфоровое тело изолятора.

имеют маслобарьерную или в более новых конструкциях бумажномасляную изоляцию. В последнем случае на токоведущий стержень наложены слои кабельной бумаги с проводящими прокладками из алюминиевой фольги между ними (конденсаторный ввод). Конденсаторный ввод обеспечивает равномерное распределение потенциала как вдоль оси, так и в радиальном направлении. Эти вводы обычно герметизированы.

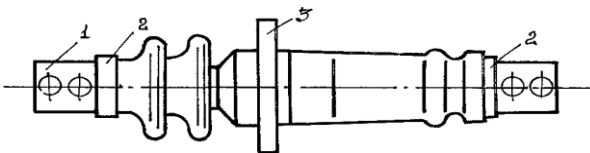


Рис 62. Проходной изолятор: ПН – 10 /400 – 760 (с проходной, наружной установки, напряжение 10кВ).

Вопросы для повторения:

1. Какие бывают распределительные устройства?
2. Назначение распределительных устройств?
3. Зачем применяются изоляторы в распределительных устройствах?
4. Какие марки изоляторов применяются в РУ и их назначение?
5. Зачем применяются шины в распределительных устройствах?
6. Требования к изоляторам РУ?
7. Зачем окрышивают шины в разные цвета?
8. Как крепятся гибкие шины в РУ?

Токоведущие части Р.У.

Токоведущие части. Электрическая энергия в распределительных устройствах подводится к различным аппаратам с помощью шин. Кроме шин, к токоведущим частям относят различные токоведущие конструкции, встраиваемые в аппараты силовых цепей.

В зависимости от места установки шины бывают жесткие и гибкие. Жесткие шины обычно монтируют в закрытых помещениях, которые называют закрытыми распределительными устройствами (ЗРУ). Между жесткими шинами различных фаз устанавливают минимальные расстояния, определяемые ПУЭ, что обеспечивает компактность и экономию строительной части сооружений.

Жесткие шины обычно выполняют в виде прямоугольных полос из алюминия, стали или меди. При небольших номинальных токах достаточно одной полосы, а при значительных токах две-три полосы соединяют в пакеты. Шины устанавливают на опорных изоляторах горизонтально или вертикально (на ребро), а к головкам изоляторов крепят винтами или накладками с винтами. Отдельные

участки шин и отводы от них соединяют внахлестку или встык (рис. 63 а).

Соединение с накладками внахлестку более качественно, так как в шинах нет отверстий и площадь их сечения не уменьшается. При большой длине шины делят на два или более участка, между которыми устанавливают шинные компенсаторы (рис. 63 б). Это необходимо, так как иначе при температурном удлинении (до нескольких миллиметров) могут покоробиться шины или произойдет скол опорных изоляторов, не выдерживающих боковых усилий.

Отверстия в шинах под болт крепления к изолятору делают овальными, так что при удлинении отрезки шин свободно скользят под пружинной шайбой. Токосоединительный мостик через это скользящее соединение выполняют гибким компен плотный контакт между компенсирующими пластинами и обоими отрезками шин, и ток легко проходит от одной части шин к другой.

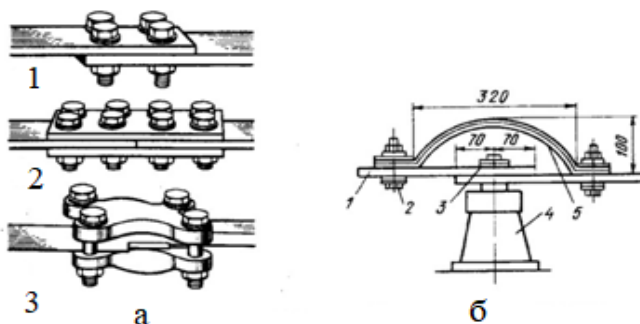


Рис. 63. а) Соединение шин внахлестку болтами:1-встык с накладками :2-встык с накладками :3-и внахлестку с накладками; б) 1-шина :2-болт :3-пружинная шайба :4-опорный изолятор :5-компенсатор.

Шины разных фаз обычно окрашивают в определенные цвета. Для трехфазных систем установлено: фазу А (верхнюю и ближайшую к проходу) окрашивают в желтый

цвет, фазу В (среднюю) в зеленый, фазу С в красный. Нулевые шины окрашивают в черный цвет, если нейтраль заземлена, и в белый если она изолирована. В установках постоянного тока шины со знаком "плюс" должны быть красного цвета, а со знаком "минус" синего. Такая окраска шин обязательна для всех электроустановок по ней можно быстро определить ту или иную фазу, что часто бывает необходимо в процессе эксплуатации РУ.

Обнаружив изменение цвета пленки, нужно немедленно принять меры по устранению причины нагрева шин.

В открытых распределительных устройствах (ОРУ) применяют гибкие шины. Это обычные неизолированные провода круглого сечения, подвешенные на изоляторах и соединенные специальными зажимами. Гибкие шины на территориях распределительных устройств станций и подстанций подвешивают свободно, без натяжных усилий.

Расстояния между фазами принимают такими же, как и для воздушных линий. Гибкие шины не окрашивают и температуру нагрева их не контролируют.

Контактные соединения. В коммутационных аппаратах для отключения и включения цепей тока, установленных на электрических станциях и подстанциях, встречаются различные контактные соединения, но в основном это размыкающие контакты. У них есть подвижные и неподвижные части. Подвижные контакты выполняют в виде ножа, пальца, стержня, трубы. Контактующая поверхность их бывает точечная, линейная и плоская. Неподвижные контакты изготавливают в виде гибких пластин (губок), розеток, щеток. Во всех соединениях создается дополнительное начатие с помощью специальных пружин или за счет упругости самого неподвижного контакта.

Контакты должны обладать достаточной дугостойкостью и выдерживать определенное число операций включе-

ния и отключения без механических и термических повреждений. Поэтому в качестве материала контактов применяют медь, серебро, вольфрам и металлокерамику (механическая смесь, получаемая спеканием порошков из этих металлов).

Контактные соединения и требования к ним

Контактные соединения. В коммутирующих аппаратах для отключения и включения цепей тока, установленных на электрических станциях и подстанциях, встречаются различные контактные соединения, но в основном это размыкающие контакты. У них есть подвижные и неподвижные части.

Подвижные контакты выполняют в виде ножа, пальца, стержня, трубы. Контактующая поверхность их бывает точечная, линейная и плоская. Неподвижные контакты изготавливают в виде гибких пластин (губок), розеток, щеток. Во всех соединениях создается дополнительное нажатие с помощью специальных пружин или за счет упругости самого неподвижного контакта.

Контакты должны обладать достаточной дугостойкостью и выдерживать определенное число операций включения и отключения без механических и термических повреждений. Поэтому в качестве материала контактов применяют медь, серебро, вольфрам и металлокерамику (механическая смесь, получаемая спеканием порошков из этих металлов).

Основные конструкции контактов

Наиболее распространенные конструкции неподвижных (жестких) неразмыкаемых контактных соединений приведены на рисунке .

Конструкция должна обеспечивать надежное прижатие контактных поверхностей и минимальное переходное сопротивление. Шины лучше соединять несколькими болтами меньшего диаметра, чем одним большим, так как при этом обеспечивается большее число точек соприкосновения. Примеры подвижных неразмыкаемых контактных соединений приведены на рисунке .

В первом случае (рис. 63 а) используется гибкая связь из большого числа гибких пластинок для осуществления температурной компенсации шин. Компенсатор необходим для предотвращения разрушения изоляторов, на которых крепятся шины, при возможном изменении их длины из-за колебания температуры. Во втором случае (рис. 63, б) используются роликовые контакты для целей токосъема с неподвижных элементов (стержней) 4, переключаемых роликами 5, на подвижный контакт. В этом случае ролики по существу заменяют гибкую связь.

Подвижные размыкаемые контакты — основной элемент коммутационных аппаратов. В дополнение к общим требованиям для всех контактов они должны обладать дуговой стойкостью, способностью надежно включать и отключать цепь при к.з., а также выдерживать определенное число операций включения и отключения без механических повреждений. Примеры размыкаемых контактов приведены на рисунке . Простейший контакт этого типа — рубящий плоский (рис. 63.б). При включении подвижный нож 1 входит между неподвижными пружинящими губками 2. Недостаток такого плоского контакта заключается в том, что соприкосновение контактирующих поверхностей получается в нескольких точках из-за неровностей этих поверхностей.

Более надежный линейный контакт обеспечивается конструкцией, показанной на (рисунке 63,б) где при включении пластины ножа охватывают стойку 4. Для получения

линейного контакта на полосах ножа штампуют полуцилиндрические выступы, а для увеличения нажатия. стальной пружинящей скобой 3. Контакты рубящего типа используют чаще всего в рубильниках и разъединителях.

Классификация контактных соединений

Характеристика контактов. Места соединения отдельных элементов, составляющих любую электрическую цепь, называются контактами. Слово «контакт» означает «соприкосновение», «касание». В электрической системе, объединяющей различные аппараты, машины, линии и т. д., для их соединения используется огромное число контактов. От качества контактных соединений в значительной степени зависит надежность работы оборудования и системы.

По назначению и условиям работы контакты можно разделить на две основные группы — неразмыкаемые и размыкаемые. Первая группа, в свою очередь, подразделяется на неподвижные и подвижные контакты. В неподвижных неразмыкаемых контактах отсутствует перемещение одних контактных частей относительно других (например, болтовые соединения шин), в подвижных происходит их скольжение или качение. Размыкаемые контакты — подвижные.

По роду соприкасающихся поверхностей различают также плоские, линейные и точечные контакты. Первые образуются при соприкосновении плоских контактных элементов (плоских шин и т. п.). Примером линейных контактов может служить соприкосновение двух цилиндров с параллельными осями, а точечных — двух сферических поверхностей. Однако практически независимо от вида контактов соприкосновение, контактных элементов всегда происходит по небольшим площадкам.

Объясняется это тем, что поверхность контактных

элементов не может быть идеально ровной (рис. 9.1). Поэтому практически при сближении контактных поверхностей сначала в соприкосновение приходят несколько выступающих вершин (точек), а затем по мере увеличения давления происходит деформация материала контактов и эти точки превращаются в небольшие площадки. Чем больше сила, приложенная к контактам, и мягче их материал, тем больше общая площадь соприкосновения контактных поверхностей и соответственно меньше активное электрическое сопротивление в месте стыка (в зоне переходного слоя между контактирующими поверхностями). Это активное сопротивление называется переходным. Переходное сопротивление — один из основных параметров качества контактов, так как оно характеризует количество энергии, поглощаемой в контактном соединении, которая переходит в тепло и нагревает контакт. На переходное сопротивление могут оказывать сильное влияние способ обработки контактных поверхностей и их состояние. Например, быстро образующаяся пленка окиси на алюминиевых контактах может значительно увеличить переходное сопротивление.

Вопросы для повторения:

1. Какие вы знаете контактные соединения?
2. Какой материал используется для электрических контактов?
3. Какая допустимая температура электрических контактов?
4. Что такое шинный компенсатор?
5. Как крепятся шины к изоляторам в РУ?
6. Что такое динамическая и электродинамическая и термическая устойчивость оборудования?

Разъединители

Требования к высоковольтной аппаратуре.

Аппаратуру силовых цепей РУ напряжением свыше 1 кВ называют высоковольтной. Ее изоляция должна обладать большой электрической прочностью, а коммутирующие устройства обеспечивать гашение устойчивой и мощной электрической дуги. Это особенно важно для аппаратуры сверхвысоких напряжений (500, 750 кВ и выше), но относится и к широко распространенным в сельском электроснабжении установкам, рассчитанным на напряжения 10 и 35 кВ.

Разъединители являются простейшими коммутационными аппаратами. Они предназначены в основном для разъединения отключенных частей электроустановок с целью создания видимого разрыва для обеспечения безопасности при ремонте. Разъединители могут снабжаться главными и заземляющими ножами. Управляют ими при помощи ручных приводов. Для внутренних установок используют разъединители РВ 10, а для наружных РЛНД 10, с приводами.

Разъединитель РЛНД 10 применяется для подключения потребительских подстанций к линии 10кВ.

Выключатели нагрузки типа ВН-17 предназначены для отключения токов нагрузки. Они являются простейшими выключателями нагрузки. Выключатели нагрузки снабжены дугогасительными контактами, отключающими пружинами и буферами. Электрическая дуга горит между газогенерирующими вкладышами. Давление в камере возрастает и в конце происходит выхлоп ионизированных газов в атмосферу. Дуга гаснет. При перегорании предохранителя ВН-17 снабжен специальным устройством для отключения после перегорания любого предохранителя.

Выключатели ВМП16 и ВМП -17 выпускаются на напряжение 6 и 10 кВ, на номинальные токи 400 и 200А.

Осваивается производство новых выключателей нагрузки ВМП-10. Операции включения и отключения выполняются при помощи пружинного привода, вместо ручного, что обеспечивает безопасность оператор

Включить и выключить разъединитель, воздействуя на подвижный ноки привода, помня о том, что включать необходимо быстро и решительно, а выключать плавно и осторожно. При первом появлении дуги вернуть вонь в зацепление, так как разъединитель не имеет дуготасительных камер и не может разрывать токовые цепи под нагрузкой.

Отключить разъединитель и включить заземляющие ножи с помощью привода. Определить, с какой стороны произойдет короткое замыкание при подаче на разъединитель напряжения.

Объяснить и продемонстрировать преподавателю принцип действия блокировок безопасности на приводе разъединителя, установленном на стенде.

Разъединители и выключатели нагрузки

Разъединители и выключатели нагрузки. Разъединитель — это аппарат, предназначенный для отключения и включения электрических цепей без тока. При отключении создается хорошо видимый разрыв электрической цепи между ножами разъединителя и неподвижными контактами. При этом обеспечивается безопасность работы обслуживающего персонала на отключенной части установки и создается единственная надежная гарантия того, что напряжения нет.

Из-за отсутствия специальных дугогасящих устройств с помощью разъединителей нельзя разрывать цепи, в которых может возникнуть электрическая дуга.

Разъединители выпускают для внутренней и наружной установки, в трех однополюсном исполнении.

На рисунке (а) показан разъединитель внутренней установки, рассчитанный на напряжение 10 кВ, в трехполюсном исполнении с вертикальными рубящими ножами. Ножами 1 управляют тяги 2 в виде качающихся изоляторов, соединенные рычагами 3 с приводным валом-?

У разъединителя наружной установки, рассчитанного на напряжение 35 кВ, правый изолятор 5 насажен на вращающуюся ось, соединенную с приводом рычагом 8. На этом же изоляторе закреплен главный горизонтальный нож 7, который при повороте изолятора входит в соединение с контактами 6, выполненными из пружинящих пластин. Заземляющий нож 9 так заблокирован с рычагом 8, что замыкается только при отключении главного ножа 7. В разъединителях бывает два заземляющих ножа у обоих изоляторов, а главный нож при включении и отключении дополнительно может поворачиваться на 90° вокруг своей оси для ломки возможных гололедных образований. На рисунке показан один полюс разъединителя, к которому с помощью приводного вала крепятся два других.

Разъединители выпускают на напряжение 3 кВ и выше и номинальные токи 200 А и более. В обозначениях указывают основные параметры и особенности конструкции: Р разъединитель, В внутренней установки, Н наружной, Д двухколонковый, 3-е заземляющими ножами, цифра после буквы 3 число заземляющих ножей, цифры после тире напряжение (в числителе) и номинальный ток (в знаменателе).

Комплектные трансформаторные подстанции напряжением 35/10 кВ выпускают с разъединителями РВЗ-10. Для наружной установки на линиях с напряжением 10 кВ применяют разъединитель РЛНТ-10. У него три опорно-стержневых колонки и два разрыва на полюс, благодаря

чему можно отключать ток силой до 25 А; номинальный ток 200 и 400 А.

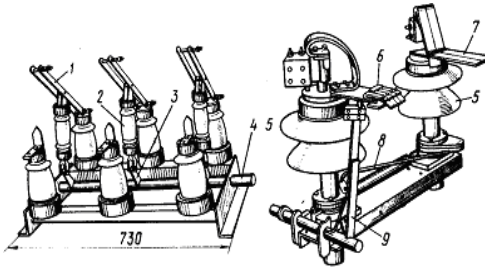
Если немного изменить конструкцию ножей и снабдить разъединитель дугогасительным устройством и отключающей пружиной для быстрого разрыва контактов, то можно отключать значительные токи нагрузки в цепях высокого напряжения. Разъединитель такой конструкции называют выключателем нагрузки (разъединителем мощности).

Дугогасительное устройство выключателя (нагрузки) ВМП-16 представляет собой щелевую камеру 2 с неподвижным контактным устройством, укрепленным на дне и состоящим из двух пружинящих стоек 11 с точечными контактами. Дугогасительный нож 9 при замыкании проходит между этими стойками раньше, чем замкнутся главные рабочие контакты (неподвижный 10 и подвижный 8, выполненный в виде двух параллельных ножей), а при размыкании выходит из стоек позже, чем контакты разомкнутся. В пластмассовую камеру помещают два сменных вкладыша из органического стекла. При отключении дугогасительный нож "протягивает" электрическую дугу мимо вкладышей, которые под воздействием высокой температуры выделяют значительное количество газа. Пока нож еще не вышел из камеры, в ней создается давление, способствующее деионизации ствола дуги, а при выходе ножа из камеры вырывающиеся из нее газы создают продольное дутье, охлаждают дугу, смешиваются с нею и гасят ее. Быстрое расхождение контактов при отключении обеспечивается пружиной 7 с резиновой шайбой 6, предотвращающей резкие удары. Выключатель включается в сеть с помощью болтовых контактов 3, расположенных сверху и снизу. Для защиты от коротких замыканий коммутируемой цепи выключатель нагрузки снабжен предохранителями 4. Все устройство крепят на рамах 1 и 5.

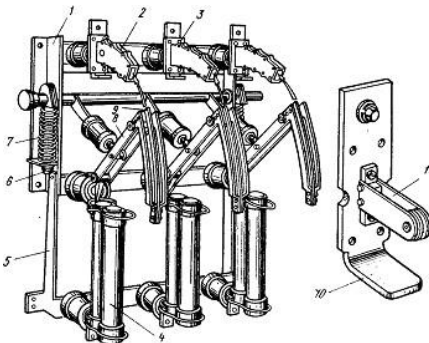
В выключателе ВНП-17 есть механизм подачи команды на отключающий электромагнит при перегорании плавкой вставки любого предохранителя.

Если выключатель нагрузки снабжен заземляющими ножами, то его обозначают ВНП₃-16 или ВНП₃-17. В настоящее время эти выключатели модернизированы (сери ВН-10).

Рис 64 Разъединители внутренней установки типа РВ – 10/400



(а) и наружной установки типа РНДЗ – 1 – 35/630 (б): 1,7 и 9 – вертикальный, главный горизонтальный и заземляющий ножи 2 – тяга ; 3 и 8 – рычаги ; 4 – приводной вал ; 5 – изоляторы; 6 – контакты из пружиня-



щих пластин.

Рис 65. Выключатель нагрузки ВНП – 16:

1 и 5 – рамы ; 2 – щелевая камера ; 3 – болтовой контакт ; 4 – предохранители

6 – резиновая шайба ; 7 – пружина ; 8, 9 и 10 – подвижный, дугогасительный и неподвижный ножи ; 11 – пружинящая стойка.

Разъединитель — это аппарат, предназначенный для отключения и включения электрических цепей без тока. При отключении создается хорошо видимый разрыв электрической цепи между ножами разъединителя и неподвижными контактами. При этом обеспечивается безопасность работы обслуживающего персонала на отключенной части установки и создается единственная надежная гарантия того, что напряжения нет.

Из-за отсутствия специальных дугогасящих устройств с помощью разъединителей нельзя разрывать цепи, в которых может возникнуть электрическая дуга.

Разъединители выпускают для внутренней и наружной установки, в трех однополюсном исполнении.

Па (рисунке 64 а) с показан разъединитель внутренней установки, рассчитанный на напряжение 10 кВ, в трехполюсном исполнении с вертикальными рубящими ножами. Ножами 1 управляют тяги 2 в виде качающихся изоляторов, соединенные рычагами 3 с приводным валом 4.

У разъединителя наружной установки, рассчитанного на напряжение 35 кВ (рис. 64,б), правый изолятор 5 насажен на вращающуюся ось, соединенную с приводом рычагом 8. На этом же изоляторе закреплен главный горизонтальный нож 7, который при повороте изолятора входит в соединение с контактами б, выполненными из пружинящих пластин. Заземляющий нож 9 так заблокирован с рычагом 8, что замыкается только при отключении главного ножа 7. В разъединителях бывает два заземляющих ножа у обоих изоляторов, а главный нож при включении и отключении дополнительно может поворачиваться на 90° вокруг своей оси для ломки возможных гололедных образований. На рисунке показан один полюс разъединителя, к которому с помощью приводного вала крепятся два других.

Разъединители выпускают на напряжение 3 кВ и выше и номинальные токи 200 А и более. В обозначениях

указывают основные параметры рычагов особенности конструкции: Р разъединитель, В внутренней установки, Н наружной, Д двухколонковый, 3-е заземляющими ножами, цифра после буквы 3 число заземляющих ножей, цифры после тире напряжение (в числителе) и номинальный ток (в знаменателе).

Если немного изменить конструкцию ножей и снабдить разъединитель дугогасительным устройством и отключающей пружиной для быстрого разрыва контактов, то можно отключать значительные токи нагрузки в цепях высокого напряжения. Разъединитель такой конструкции называют выключателем нагрузки (разъединителем мощности).

Дугогасительное устройство выключателя (нагрузки) ВВП-16 (рис. 65) представляет собой щелевую камеру 2 с неподвижным контактным устройством, укрепленным на дне и состоящим из двух пружинящих стоек 11 с точечными контактами. Дугогасительный нож 9 при замыкании проходит между этими стойками раньше, чем замкнутся главные рабочие контакты (неподвижный 10 и подвижный 8, выполненный в виде двух параллельных ножей), а при размыкании выходит из стоек позже, чем контакты разомкнутся. В пластмассовую камеру помещают два сменных вкладыша из органического стекла.

При отключении дугогасительный нож "протягивает" электрическую дугу мимо вкладышей, которые под воздействием высокой температуры выделяют значительное количество газа. Пока нож еще не вышел из камеры, в ней создается давление, способствующее деионизации ствола дуги, а при выходе ножа из камеры вырывающиеся из нее газы создают продольное дутье, охлаждают дугу, смешиваются с нею и гасят ее. Быстрое расхождение контактов при отключении обеспечивается пружиной 7с резиновой шайбой 6, предотвращающей резкие удары. Выключатель включается

в сеть с помощью болтовых контактов 3, расположенных сверху и снизу. Для защиты от коротких замыканий коммутируемой цепи выключатель нагрузки снабжен предохранителями 4. Все устройство крепят на рамах 1 и 5.

В выключателе ВМП-17 есть механизм подачи команды на отключающий электромагнит при перегорании плавкой вставки любого предохранителя.

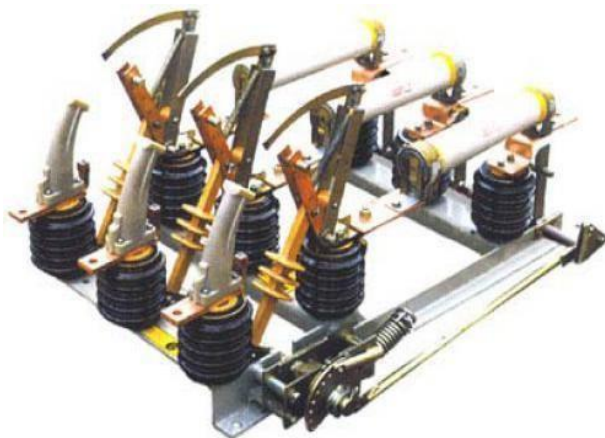


Рис. 66 Разъединитель ВМП-17

Вопросы для повторения:

1. В чем состоит назначение и принцип действия магнитного замка?
2. Назначение разъединителей, выключателей нагрузки и предохранителей?
3. Назначение заземляющих ножей разъединителя?
4. Какое отличие выключателя нагрузки от разъединителя?
5. Что такое «металлургический эффект» плавкой вставки?

6. Техника безопасности при работе с разъединителями и предохранителями?
7. Организационные и технические мероприятия при работе на трансформаторной подстанции?
8. Что такое разъединитель?
9. Назовите типы трубчатых разрядников?
10. Применение искровых промежутков?
11. Чем отличается выключатель нагрузки от разъединителя?
12. Какие способы применяют в аппаратах для гашения электрической дуги?
13. В какие цвета окрашивают токоведущие части и шины, принадлежащие к различным фазам?
14. Каково назначение разъединителей?
15. Для каких целей служат высоковольтные аппараты?
16. Назначение и основное устройство коммутационных аппаратов?
17. Как проверяют выбранные аппараты на электродинамическую и термическую стойкость?
18. В чем состоит назначение и принцип действия магнитного замка?
19. Назначение разъединителей, выключателей нагрузки и предохранителей?
20. Назначение заземляющих ножей разъединителя?
21. Какое отличие выключателя нагрузки от разъединителя?
22. Что такое «металлургический эффект» плавкой вставки?
23. Организационные и технические мероприятия при работе на трансформаторной подстанции?
24. Что такое разъединитель?
25. Техника безопасности при работе с разъединителями?

Масляные выключатели

Принцип работы выключателя основан на гашении электрической дуги возникающей при размыкании контактов потоком газо-масляной смеси, которая образуется в результате интенсивного разложения трансформаторного масла. Управляется выключатель приводом. Оперативное включение происходит за счет энергии привода, а отключение за счет энергии отключающих пружин самого выключателя. Основной частью полюса выключателя является цилиндр. Для выключателей на номинальные токи до 1000А цилиндр выполняют из латуни. На ток 630А из стали. Для повышения внутрибаковой изоляции и увеличения электрической прочности нижней части проходного изолятора в нем прокладывают бакелитовую трубку. Дугогасительная камера состоит из пакета изоляционных пластин, скрепленных между собой тремя изоляционными шпильками.

Выключатель — основной коммутационный аппарат в электрических установках, предназначенный для включения и отключения, как в нормальном режиме, так и в аварийных ненормальных режимах.

По роду установки различают выключатели для наружной и внутренней установки.

Коммутационный аппарат, предназначенный для включения и отключения электрических цепей под нагрузкой, называют выключателем.

Выключатель основной коммутационный аппарат, предназначенный для работы не только в нормальном эксплуатационном режиме. В аварийных режимах при возникновении любых к.з. выключатель должен надежно отключать аварийные участки распределительных устройств и сетей. Поэтому к выключателям предъявляют повышенные требования по отключающей способности, надежности и

быстроте действия, а также безопасности работы. В электроустановках применяют большое число различных по принципу действия выключателей.

По конструктивным особенностям и способу гашения дуги различают следующие выключатели: масляные баковые (многообъемные), маломасляные (малообъемные или горшковые), воздушные, автогазовые, вакуумные, электрогазовые. Выпускают выключатели для внутренней и наружной установки. По времени отключения существуют быстродействующие, ускоренного действия и не быстродействующие выключатели.

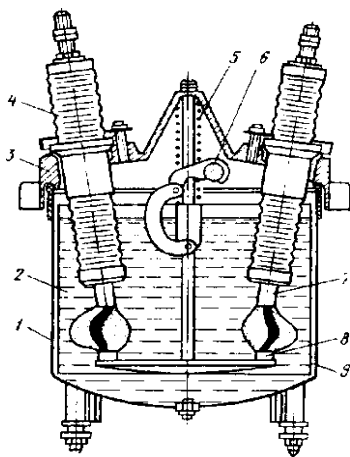


Рис. 67. Масляный выключатель:
1 — бак; 2 — масло; 3 — крышка; 4 проходной изолятор; 5 отключающая пружина; 6 — вал; 7 и 8 — неподвижный и подвижный контакты; 9 — электротехнический картон.

Рассмотрим некоторые типы выключателей, применяемых в установках сельского электроснабжения.

Масляные выключатели отличаются тем, что в них есть трансформаторное масло, предназначенное как для гашения электрической дуги, так и для изоляции токоведущих частей, находящихся под напряжением. В выключателях, рассчитанных на напряжение 6...10 кВ, все три фазы помещены в один бак, а при более высоких напряжениях для каждой фазы предназначен свой бак.

На рисунке показан схематический разрез многообъемного выключателя с тремя фазами в одном баке и простым (без специальных дугогасительных камер) разрывом контактов в масле.

Масляные выключатели отличаются тем, что в них есть трансформаторное масло, предназначенное как для гашения электрической дуги, так и для изоляции токоведущих частей, находящихся под напряжением. В выключателях, рассчитанных на напряжение 6...10 кВ, все три фазы помещены в один бак, а при более высоких напряжениях для каждой фазы предназначен свой бак.

На рисунке 67 показан схематический разрез многообъемного выключателя с тремя фазами в одном баке и простым (без специальных дугогасительных камер) разрывом контактов в масле.



Рис 68. Масляный выключатель

Выключатели высокого напряжения

Контакты выключателя находятся в стальном баке 1 и замыкают цепь вводов, пропущенных через проходные изоляторы 4. В выключателе есть торцовый контур с двумя разрывами на фазу. Неподвижные контакты 7 расположены внизу бака и связаны с подвижными контактами 8, управляемыми системой рычагов. Рычаги соединены с валом 6

привода и отключающей пружиной 5. Во включенном положении выключатель удерживается защелкой привода (на рисунке не показана); отключающая пружина сжата и зафиксирована в этом положении валом. При отключении вал освобождается от зацепления с защелкой и пружина срабатывает. Контакты расходятся, между ними возникает дуга, которая горит в масляной среде. Под действием высокой температуры масло разлагается и образуется газовой пузырь, содержащий до 70 % водорода. Давление внутри пузыря достигает 1 МПа, что способствует гашению дуги в водородной среде. Такие выключатели не быстродействующие: время гашения дуги 0,08...0,15 с. Стальной бак выключателя закрыт чугунной крышкой 3 и выложен внутри изолирующим электротехническим картоном 9; фазы отделены одна от другой изолирующими стенками из картона.

Под крышкой бака есть воздушная прослойка для компенсации давления, возникающего при горении дуги, и образования газовых пузырей. Выключатель снабжен аварийной мембраной (на рисунке не показана), расположенной в выпускной трубе; мембрана разрушается при непредусмотренном повышении давления, и оно снижается.

Малообъемные выключатели, рассчитанные на напряжение 10 кВ, применяют для внутренних установок; для более высоких напряжений предназначены колонковые выключатели серии ВМК.

Вакуумные выключатели благодаря простоте конструкции имеют ряд преимуществ по сравнению с другими: неизмеримо большее гарантированное число циклов отключения (до 50 тыс.) при частоте срабатывания до 10 раз в минуту; небольшой ход контактов (4...5 мм для напряжения 10 кВ); малое время отключения (до 0,05 с) с приводом (в самом выключателе дуга гасится после первого перехода

тока через нулевое значение); простота эксплуатации. Вакуумные выключатели собирают на основе вакуумной камеры КДВ-10-1600-20 вакуума, так как он огражден сильфоном, выполненным из нержавеющей стали. Корпус камеры состоит из двух секций изоляторов, соединенных металлической прокладкой 11. В верхней крышке 1 камеры расположено направляющее отверстие для подвижного контакта. Ввод неподвижного контакта укреплен в нижнем фланце. Система торцевого типа состоит из контактов и дугогасящих электродов 7. Контакты выполнены в виде полых усеченных конусов с радиальными прорезями. Диски дугогасящих электродов разделены спиральными прорезями на три сектора; между контактами и электродами зазор. При такой конструкции контактов дуга выводится из центральной части на дугогасительные электроды под воздействием радиальных электродинамических усилий. Для защиты внутренних изолирующих поверхностей от осаждения продуктов эрозии контактов внутри камеры установлено три экрана: экран 5 изолирован от вводов и находится под свободным потенциалом, два концевых экрана под потенциалом вводов.



Рис. 69. Выключатель вакуумный ВПК-10-20/630 УЗ

Вопросы для повторения:

1. Объясните назначение, устройство дугогасительной камеры выключателя?
2. Как происходит процесс гашения дуги?
3. Почему зазор между неподвижным контактом и дугогасительной камерой должен быть не более 5 мм?
4. Зачем нужны карманы на выключателе?
5. Как проверить уровень масла в выключателе, его объём и сколько он может отключить к.з.?
6. Как работает выключатель?
7. Как различаются высоковольтные выключатели в зависимости от среды, в которой гасится дуга?
8. Объясните назначение, устройство дугогасительной камеры выключателя?
9. Как происходит процесс гашения дуги?
10. Почему зазор между неподвижным контактом и дугогасительной камерой должен быть не более 5 мм?
11. Зачем нужны карманы на выключателе?
12. Как проверить уровень масла в выключателе, его объём и сколько он может отключить к.з.?
13. Как работает выключатель?
14. Техника безопасности при работе с коммутационными аппаратами?

Предохранители

Предохранители применяют до напряжения 220 кВ. На напряжение 3...35 кВ выпускают предохранители типа ПКТ с кварцевым наполнителем для отключения токов короткого замыкания. Патрон предохранителя представляет собой тонкую фарфоровую трубку, ограниченную с обеих сторон латунными колпаками с крышками 1. Полость трубки заполнена мелким чистым кварцевым песком

4. Плавкую вставку 5 из посеребренной медной проволоки или наматывают на керамическое основание, или свободно размещают в патроне в виде свернутой пружины. С одной из сторон предохранителя расположен стержнеобразный указатель срабатывания 6, окрашенный в красный цвет. При перегорании плавкой вставки пружина 7 освобождается и указатель выходит из крышки колпака.

Предохранители ПК выпускаются на напряжение от 3 до 35кВ и номинальные токи до 200А, фарфоровый или стеклянный патрон предохранителя заполняется кварцевым песком, армируется по концам латунными колпачками.

Они являются одновременно контактами которые вставляются в пружинные держатели, укрепленные на опорных изоляторах с колпачкам припаяны плавкие вставки. Патрон предохранителя герметически запаян. Для снижения перенапряжений, возникающих при гашении дуги, плавкие вставки по длине выполняют из проводников различного сечения. В местах их соединения напаивают шарики из олова. При незначительном увеличении аварийного тока перегрузки плавкая вставка сравнительно медленно и равномерно по всей своей длине нагревается до температуры плавления олова. При этой твердая медь вставки растворяется в жидком олове. Дальнейшее нагревание приводит к испарению меди из олова, а в местах пайки загорается дуга короткой длины. Предохранитель ПК снабжен указателем срабатывания. Кварцевые предохранители типа ПКТ Т токоограничивающий с одной плавкой вставкой из высокоомного материала, служат для защиты трансформаторов напряжения и отличаются меньшими размерами отсутствием указателя срабатывания. В открытых электроустановках 10-110кВ применяются также стреляющие предохранитель типа ПСН.

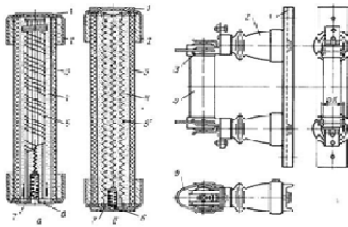


Рис 70 А: патроны предохранителей типа ПКТ: 1-на номинальные токи до 7.5 А; 2-на номинальные токи 10...400А; б) 1 крышки; 2-латунный колпачок; 3 фаянсовая трубка; 4-кварцевый песок; 5 и 5-плавкие вставки; 6 указатель срабатывания; 7-пружина.

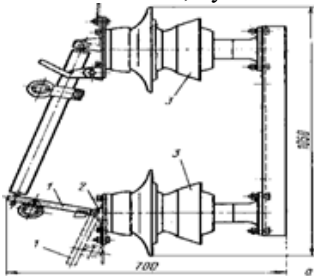


Рис. 71 Предохранитель типа ПКТ: 1-цоколь; 2-опорный изолятор; 3-контакт; 4-патрон; 5-замок

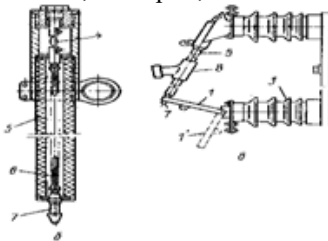


Рис 72. Предохранители типа ПВТ:
а, б — общий вид и патрон предохранителя ПВТ (ПСН) 35. в — предохранитель ПВТ (ПС) -35 МУ1; 1 контактный нож; 2 — ось; 3 — опор изолятор; 4 — плавкая вставка; 5 трубка из газогенерирующего диэлектрика; 6 гибкая связь; 7 — наконечник; 8 патрубок.

Для лучшего гашения дуги и снятия возникающих при

этом перенапряжений используют металлургический эффект. Температура плавления меди свыше 1000°C , однако если на медную проволоку диаметром $0,25$ мм напаять шарик из оловянно-свинцового сплава, то при температуре 650°C проволока расплавится в течение 4 мин, а при 350°C в течение 40 мин. Температура плавления шарика 180°C ; расплавляясь, он как бы растворяет в себе медную проволоку. Это явление, называемое металлургическим эффектом, широко используют в предохранителях, у которых плавкие вставки выполнены из тугоплавких материалов.

Оловянные шарики напаивают посередине плавкой вставки для предохранителей, рассчитанных на малые токи, или по краям скруток по два на каждую вставку, если токи большие. Предохранитель обладает токоограничивающим эффектом. Время отключения тока к.з. обычно меньше полупериода.

Полус предохранителя ПКТ размещен на металлической раме, где болтами укреплены два изолятора. Патрон вставлен своими латунными колпачками в контактное устройство и зажат замком. Замок необходим для того, чтобы предотвратить выталкивание патрона из контактного устройства под действием электродинамических сил, возникающих при протекании больших токов к.з. для защиты силовых трансформаторов и отходящих линий на сельскохозяйственных подстанциях.



Рис 73. Предохранитель ПКТ-10.



Рис 74. Предохранитель ПKN.

Установка предохранителей внутренняя.

Для защиты измерительных цепей трансформаторов напряжения применяют предохранители типа ПKN, которые отличаются от описанных тем, что у них плавкая вставка изготовлена из константана. Константан характеризуется высоким удельным сопротивлением, и возникшее к.з. ограничено по току добавочным сопротивлением. Ток к.з. при этом настолько мал, что предохранители типа ПКТ и другие защитные устройства, в частности релейная защита, не будут на него реагировать.

Обозначения предохранителей с кварцевым заполнением типов ПКТ, ПKN, ПКЭ, ПКЖ: ПК предохранитель с кварцевым заполнением, Т для силовых трансформаторов, Н для трансформаторов напряжения, Э для экскаваторов и передвижных электростанций, Ж для железнодорожного транспорта.

В сельском электроснабжении применяют также выхлопные автогазовые предохранители ПВТ-10 и ПВТ-35 наружной установки, рассчитанные на напряжения 10...35 кВ. Раньше их называли "стреляющими". Патрон предохранителя ПВТ-35 (рис. 72) состоит из виниловой газогенерирующей трубки 3, в канале которой помещена плавкая вставка 5, прикрепленная одним концом к металлической

головке патрона 4, а другой к гибкому поводку

2. При перегорании плавкой вставки поводок вытягивается из газогенерирующей трубки за наконечник 1, а за ним и электрическая дуга. Стенки трубки, испаряясь, выделяют большое количество газа. В ее канале создается высокое давление, способствующее деионизации ствола дуги, а после выхода поводка из канала возникает мощное продольное дутье, которое охлаждает и деформирует дугу. Предохранители на напряжение выше 1 кВ. В сельских электроустановках на это напряжение применяются предохранители ПКТ и ПВТ (прежние названия соответственно ПК и ПСН). Предохранители типа ПКТ (с кварцевым наполнителем) изготовляют на напряжения 6...35 кВ и номинальные токи 40...400 А. Наиболее широкое распространение получили предохранители ПКТ-10 на 10 кВ, устанавливаемые на стороне высшего напряжения сельских трансформаторных подстанций 10/0,38 кВ. Патрон Предохранителя (рис. 73) состоит из фарфоровой трубки 3, Заполненной кварцевым песком, которая армирована латунными Колпачками 2 с крышками 1. Плавкие вставки изготавливают из Посеребренной намотанных на ребристый керамический сердечник. медной проволоки. При номинальном токе до 7,5 А Используют несколько параллельных вставок 5, й. При больших токах устанавливают несколько спиральных вставок. Такая конструкция обеспечивает хорошие условия гашения дуги, так как вставки имеют значительную длину и малое сечение. Для уменьшения температуры плавления вставки использован металлургический эффект. Для снижения перенапряжений, которые могут возникать при быстром гашении дуги в узких каналах (щелях) между зернами кварца, применяются плавкие вставки разного сечения по длине. Это обеспечивает искусственное затягивание гашения дуги. Патрон предохранителя герметизирован — после заполнения трубки кварцевым песком крышки 1,

закрывающие отверстия, тщательно запаивают. Поэтому предохранитель ПКТ работает бесшумно. Срабатывание предохранителя определяется по указателю 6У который нормально удерживается специальной стальной вставкой во втянутом внутрь положении. При этом в сжатом состоянии удерживается также пружина 7. Когда предохранитель срабатывает, вслед за рабочими перегорает стальная вставка, так как по ней начинает проходить весь ток. В результате указатель 6 выбрасывается из трубки освободившейся пружиной. На рисунке 4 показан предохранитель типа ПКТ в собранном виде. На цоколе (металлической раме) 1 укреплены два опорных изолятора 2. Патрон 4 предохранителя вставляется латунными колпачками в пружинные держатели (контактное устройство) 3 и зажат замком. Последний предусматривается для того, чтобы удерживать патрон в держателях при возникновении электроэлектродинамических усилий во время протекания больших токов к.з. изготавливают предохранители как для внутренней, так и для наружной установки, а также специальные усиленные предохранители с повышенной предельной мощностью отключения. Для защиты измерительных трансформаторов напряжения вытекают предохранители типа ПКН (прежнее название ПКТ). отличие от рассмотренных предохранителей ПКТ они имеют Константановую плавкую вставку, намотанную на керамический Сердечник. Такая вставка обладает более высоким удельным сопротивлением. Благодаря этому и малому сечению вставки обеспечивается значительный токоограничивающий эффект. Предохранители ПКН могут быть установлены в сети с весьма большой мощностью к.з. (1000 МВ-А), а отключаемая мощность усиленных Предохранителей ПКНУ вообще не ограничивается. Предохранители ПКН по сравнению с ПКТ имеют меньшие размеры и не снабжены указателем срабатывания

(о перегорании плавкой вставки Можно судить по показаниям приборов, подключенных со вторичной стороны трансформаторов напряжения.

Вопросы для повторения:

1. Из каких основных частей состоят высоковольтные предохранители с кварцевым наполнителем?
2. Как устроены выхлопные ("стреляющие") предохранители?
3. Как устроен высоковольтный предохранитель?
4. Что такое металургический эффект?
5. На каком принципе работает плавка и вставка?
6. Какие бывают наполнители для предохранителей?
7. Чем отличается предохранитель от ПКТ от ПКН?
8. Чем отличается предохранитель ПН от ПР?
9. Марки предохранителей?
10. Техника безопасности при работе с высоковольтными предохранителями?

Разрядники

От наведенных перенапряжений установки защищают при помощи грозозащитных аппаратов — разрядников. Принципиальная схема разрядника показана на рисунке 76 Разрядник состоит из воздушных искровых промежутков и, включенных на каждую фазу и соединенных с землей непосредственно или через добавочное, рабочее сопротивление R .

Размеры искровых промежутков подбирают так, что вольтсекундная характеристика разрядника проходит и выше вольт-секундной характеристики защищаемого объекта, вследствие этого пробой искрового промежутка и разряд импульса в землю происходят ранее достижения ампли-

туды импульса, то есть при значении напряжения, меньшем, чем пробивное напряжение защищаемого объекта. На рисунке 75 пока показана кривое напряжение при срабатывании разрядника. Как Видно, напряжение импульса не достигает своего амплитудного аиачения, и, следовательно, если разрядник подобран правильно, защищаемый объект не будет поврежден.

Кроме того, задача разрядника заключается в том, чтобы погасить электрическую дугу, возникшую в искровых промежутках Инд воздействием рабочего напряжения установки. Дело в том, что волна перенапряжения обычно движется по всем трем фазным проводам и уходит в землю через все три искровых промежутка. Ним дух промежутков за это время ионизируется, и уже через них начинает идти ток к.з. от рабочего напряжения, образующий электрическую дугу. Если дуга не будет • носвременно погашена, то сработает релейная защита и установка отключится, что крайне нежелательно.

Простейший грозозащитный аппарат — это так называемый разрядник, или основной воздушный искровой промежуток. Исполняют его из трех пар стержней из круглой стали диаметром И) ... 12 мм, изогнутых в виде рогов (рис. 75).



Рис 75. Разрядник

На каждой фазе один электрод присоединен к проводу линии, а другой — к заземленной стальной траверсе или заземляющему спуску, если опора деревянная.

Образующийся после прохождения импульса сопровождающий ток к.з. вызывает между рогами промежутка

электрическую дугу. Эта дуга под воздействием электродинамических сил и тепловых потоков воздуха движется вверх, растягивается и гаснет, если сила тока к.з. не превышает 300 А.

Наряду с основным искровым промежутком обеспечивающим необходимую вольт-секундную характеристику разрядника, на каждой фазе предусматривается второй промежуток 2, значительно меньший основного. Это исключает возможность замыкания на землю линии при перекрытии основного промежутка, например, птицами.

Основные искровые промежутки могут применяться в сельских электрических сетях напряжением 6 ... 35 кВ при малых токах к.з., которые они способны погасить. При отсутствии более совершенных разрядников их можно применять и при больших токах к.з., так как практически все сельские сети снабжены устройствами автоматического повторного включения (АПВ) и, следовательно, обеспечивают восстановление электроснабжения в течение 1 ... 2 с. Следует также иметь в виду, что при токах к.з. менее 200 А трубчатые разрядники не могут погасить дугу и в этом случае являются равноценными с основными искровыми промежутками. Более совершенные грозозащитные аппараты—трубчатые разрядники. На каждую фазу линии устанавливают один разрядник (рис. 75), представляющий собой трубку 2 из материала, бурно выделяющего газы при воздействии на него электрической дуги. В трубке помещены электроды 3: один в виде металлического стержня, второй в виде шайбы. Расстояние между ними образует искровой промежуток длиной $l_{\text{вн}}$. Длину его устанавливают при изготовлении разрядника в зависимости от напряжения сети. Нижний конец трубки открыт, и в нем помещается изогнутая металлическая пластинка, которая выбрасывается газами при срабатывании разрядника. Искровой промежуток необходим для того, чтобы трубка разрядника не

находилась постоянно под напряжением линии и не разрушалась токами утечки.

Верхний конец разрядника через искровой промежуток присоединен к фазному проводу линии, а нижний электрод — к заземлению. Размер искрового.

Волна перенапряжения перекрывает наружный и внутренний промежутки и уходит в землю. Сопровождающий ток к.з. создает внутри трубки электрическую дугу, которая, воздействуя высокой температурой на газогенерирующий материал трубки, вызывает бурное выделение газов. В трубке создается высокое давление до 7 Па, которое выдувает ионизированные газы и гасит дугу.

Трубку изготавливают из фибры либо, что более удобно, из винипласта. В первом случае фибровую трубку помещают в бакелитовую. Винипластовая трубка не требует защиты.

В маркировке трубчатых разрядников указывают рабочее напряжение сети, в которой их устанавливают, и верхний и нижний пределы токов к.з. в месте установки, при которых разрядники могут работать.

Если ток к.з. в месте установки превысит верхний предел," то давление в трубке разрядника станет недопустимо большим и трубку разорвет, а дуга будет продолжать гореть. При токе, меньшем допустимого, наоборот, давление в трубке будет недостаточно, дуга не погаснет и сожжет разрядник.

В сельских сетях стандартные разрядники обычно нужно проверять только на соответствие их нижнему пределу сопровождающего тока короткого замыкания. После многократных срабатываний при увеличении диаметра трубки разрядника на 20 ... 25 % дальше применять разрядник нельзя из-за снижения давления газов во время образования дуги.

Монтируют трубчатые разрядники открытым кондом

вниз под углом к горизонту 15 ... 20°, чтобы влага не проникала в трубку. Выхлопные зоны их не должны пересекаться во избежание перекрытия между фазами.

Наиболее совершенны вентильные разрядники. В герметическом фарфоровом корпусе помещаются один или несколько единичных искровых промежутков и дисковых рабочих сопротивлений, число которых увеличивается с повышением номинального напряжения сети.

Единичный искровой промежуток образуется между двумя латунными электродами диаметром 5 и 7,5 см, разделенными кольцом из слюды-миканита толщиной 0,5 ... 1,0 мм. Внутренняя часть кольца и образует воздушный искровой промежуток. Наличие миканита — материала с высокой диэлектрической проницаемостью — создает в зоне соприкосновения его с латуной высокую концентрацию силовых линий электрического поля, вследствие чего импульсное перенапряжение вызывает свечение, активизирующее межэлектродное пространство.

Этим обеспечивается его пробой при пологой вольт-секундной характеристике. Гашение искровым промежутком сопровождающего тока частотой 50 Гц происходит при первом прохождении током нулевого значения, то есть за время до 0,01 с. При этом сила тока через промежуток ограничивается рабочим сопротивлением до значения 100 А.

Рабочее сопротивление разрядника выполняют из вилита. Поэтому вентильные разрядники часто называют также вилитовыми. Этот материал состоит из зерен электротехнического карборунда, скрепленных жидким стеклом в диски диаметром 10 ... 13 см и толщиной 2 см. Вилитовые диски представляют собой активные сопротивления с большой степенью нелинейности, то есть с повышением приложенного напряжения их сопротивление резко снижается.



Рис76.Разрядник PBC-35.

Следовательно, при действии импульса перенапряжения сопротивление невелико и падение напряжения на нем незначительно. Для рабочего напряжения сети после прохождения импульса сопротивление возрастает, ограничивая сопровождающий ток к.з. значением менее 100 А. Этот ток легко разрывается искровым промежутком. Гашение дуги происходит без звукового и светового эффектов, защищаемый объект остается неповрежденным.

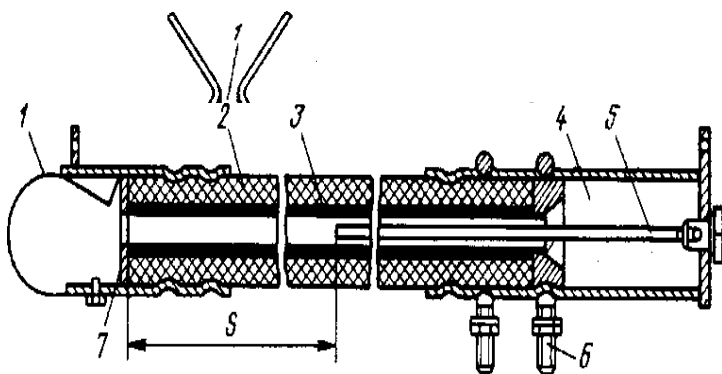


Рис. 77. Искровой промежуток: 1 — основной роговой; 2 — дополнительный

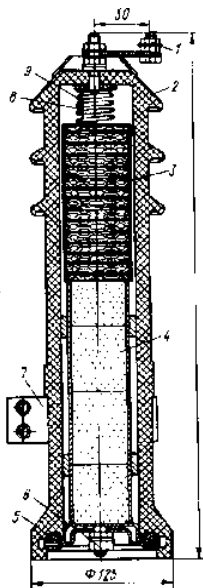


Рис. 78. Трубчатый разрядник типа РТФ:

1 — указатель срабатывания разрядника; 2 и 3 — бакелитовая и фибровая трубки; 4 — камера дутья; 5 и 7 — стержневой и пластинчатый электроды; 6 — крепежный хомут

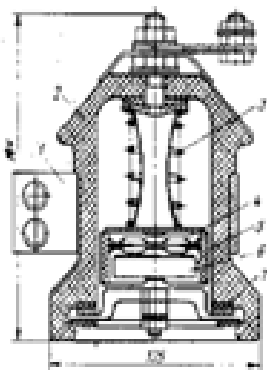


Рис. 79. Вентильные высоковольтный разрядники (РВП)

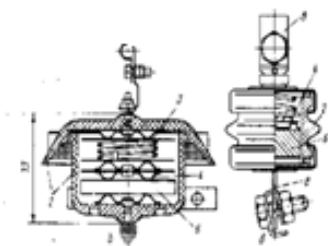


Рис. 80. Вентильные низковольтные разрядники:
 а-опорный РВН-0,5; б-подвесной РВН-0,5; в типа ГЗа-0,66/2,5: 1
 крепежный хомут; 2 корпус; 3 пружина; 4 искровой промежуток; 5 ста-
 кан; 6-вилитовый диск; 7-резиновая прокладка; 8 контактная пластина

Вопросы для повторения:

1. Какую функцию выполняет разрядник?
2. Как устроен и работает разрядник.
3. Назовите типы трубчатых разрядников?
4. Применение искровых промежутков?
5. Техника безопасности при работе с разрядни-
ками?

Короткозамыкатели и отделители.

Масляные выключатели, особенно на напряжение 35 кВ и тем более 110 кВ и выше, — аппараты, относительно дорогие. Для повышения экономичности электроснабжения, удешевления и сокращения сроков строительства в сельскохозяйственных районах получили распространение упрощенные подстанции 35 ... 110/10 кВ без масляных выключателей на стороне высшего напряжения. Для того чтобы на этих подстанциях обеспечить отключение поврежденного трансформатора, используют короткозамыкатели и отделители. Они представляют собой разъединители со встроенной включающей или отключающей пружиной, что обеспечивает возможность автоматического управления.

Короткозамыкатель, оснащенный включающей пружиной, которую заводят вручную при его отключении, предназначен для создания искусственного к.з. в электрической цепи. Отделитель, оснащенный отключающей пружиной, которую заводят вручную при его включении, предназначен для стоматического отключения электрической цепи без тока.

Схема с отделителем и короткозамыкателем (рис. 81) на подстанции действует следующим образом. При повреждении, например, трансформатора Т1 срабатывает его релейная защита, которая подает сигнал на автоматическое включение короткозамыкателя QK1. В результате в питающей линии : (110) кВ начинает протекать ток к.з., под воздействием которого срабатывает защита этой линии и отключается ее головной Выключатель Q. Как известно, все воздушные линии напряжением нише 1 кВ оснащаются устройствами автоматического повторного включения АПВ

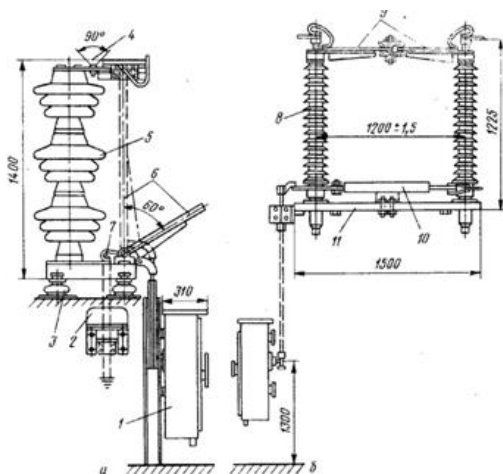


Рис 81. Короткозамыкатель КЗ-110(А) и отделитель ОД -110 (Б): 1-привод ,2- трансформатор тока; 3,5 и 8 –изоляторы; 4 - контакт; 6-замыкающий нож; 7 – заземляющая шина; 9 – ножи; 10- тяга; 11- рама.

После отключения выключателя питающей линии за время беспуковой паузы до АГ1В автоматически отключается отделитель ЦЦ1. Затем под действием устройства АПВ повторно включается Головной выключатель Q питающей линии. Таким образом, в частном случае на тупиковой однотрансформаторной подстанции достаточно установить один короткозамыкатели без отделителя. При этом к питающей линии не присоединены другие приемники, кроме данного трансформатора, и в случае его повреждения линия без всякого ущерба может быть отключена. По своей конструкции отделители, которые наши заводы выпускают на напряжение 35 кВ и выше, аналогичны двухколонковым разъединителям для наружной установки. На (рисунке 81 б) показан полюс отделителя на напряжение 110 кВ типа ОД-ПО. Отделитель состоит из общей рамы — основания на котором по время монтажа соединяются три полюса отделителя, изоляторов, которые вместе с установленными на них ножами вращаются в подшипниках, закрепленных с нижней стороны рамы и отключающей пружины, расположенной под тягой 3. Включают отделитель ручным приводом 5. Отключение может происходить автоматически при подаче импульса на электромагнит отключения привода, который освобождает защелку, удерживающую отключающую пружину, заведенную при включении отделителя. При отключении отделителя в конце хода удар смягчается специально предусмотренным резиновым буфером.

Отделители могут иметь также заземляющие ножи.



Рис 82. Отделитель

Короткозамыкатели типа КЗ по конструкции представляют собой разъединители с вертикально расположенными ножами. И установках на напряжение 35 кВ применяют два полюса короткозамыкателя, а на напряжение 100 кВ и выше — один полюс. (ответственно в первом случае создается искусственное двухфазное к.з., а во втором, при глухозаземленной нейтрали, — однофазное к.з.

На (рисунке 81 а) показан полюс короткозамыкателя на напряжение 110 кВ типа КЗ-110. Короткозамыкатель состоит из следующих основных узлов: рамы 3, которая устанавливается на основании при помощи изоляторов 2, колонки изоляторов 6, собранной и I трех изоляторов типа ИШД-35 с верхним неподвижным копитом 5 и экраном (для короткозамыкателя на 35 кВ устанавливается изолятор СТ-35 с контактом), подвижного контакта 7 (стального трубчатого ножа с медным контактом на конце), который закреплен в подшипнике на раме, пружинного механизма резиновым буфером, расположенного между швеллерами, из которых выполнено основание. Отключают короткозамыкатель при помощи ручного привода 10. Включение происходит автоматически при подаче импульса на электромагнит включения привода, ос побеждающего защелку, которая удерживает включающую пружину, заведенную при отключении короткозамыкателя.

Изоляторы 2 установлены для того, чтобы предотвратить расекание тока к.з. по крепежным конструкциям.

Вопросы для повторения:

1. Для чего нужны короткозамыкатели и отделители?
2. Техника безопасности при работе с коммутационными аппаратами?
3. Какие функции выполняют автоматические устройства на подстанциях, электростанциях

4. Как воздействуют короткозамыкатель и отделитель при КЗ в трансформаторе

Приводы к коммутационной аппаратуре

Приводы к коммутационной аппаратуре. Из всей коммутационной аппаратуры наиболее просто управлять разъединителями. Ножи однополюсных разъединителей отключают и включают по одному изолирующей штангой типа ШО с металлическим стержнем для захвата петли, крепящейся на ноже. Трёхполюсными разъединителями управляют тоже вручную с помощью рычажных или червячных приводов. В сельском электроснабжении широко распространён ручной рычажной привод. При отключении разъединителя рукоятка поворачивается вниз и сообщает поступательное движение выходной тяге, которая связана с валом ножей. Привод применяют в закрытых и открытых РУ. Обычно разъединитель располагают вверху на высоте, удобной для присоединения подводящих шин и безопасной для обслуживающего персонала. Ручные приводы крепят к тем же опорным конструкциям на высоте 120...150 см от уровня пола или территории открытого РУ.

Короткозамыкателями и отделителями управляют с помощью приводов ПГ-10К и ПГ-10-0 или типов ШПК и ШПО. Приводы типов ШПК и ШПО выполнены по одному и тому же принципу и имеют одинаковые кинематические схемы. На вал 1, проходящий через весь привод, жестко насажены рычаг 11 и головка с квадратной насадкой и рычагом 8. На насадку, выступающую из корпуса (на рисунке не показан), надета съёмная рукоятка управления.

Для включения привода, т.е. взведения пружин отделителя или короткозамыкателя, рукоятку поворачивают до отказа против направления часовой стрелки; рычаг 8 своей защёлкой 10 захватывает рычаг 11, находящийся в крайнем

левом положении после очередного срабатывания привода. Затем рукоятку начинают поворачивать в обратном направлении. Теперь она перемещается с трудом, так как вместе с нею вращается вал привода, усилие на который передается через рычаг 11, соединенный рычагами с поворотным механизмом отделителя или короткозамыкателя. При этом взводятся рабочие пружины аппаратов. Операция включения привода заканчивается, когда рычаг 11 станет под защелку 4 и будет надежно ею удерживаться, как показано на рисунке.

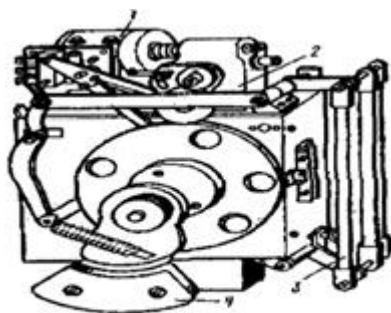


Рис 83. Пружинно грузовой привод ПП-67

1-двигатель; 2-автоматический моторный редуктор; 3-пружины ; 4-груз.

Привод имеет ручное дистанционное и автоматическое управление встроенную защиту АПВ (автоматическое повторное включение) АВР (Автоматический ввод резерва), как мгновенный, так с выдержкой времени. Может работать на постоянном и переменном токе. Покажите основные элементы привода; включающие пружины 3; груз 4 который компенсирует недостаточное усилие пружин в конце включения; автоматический моторный редуктор (АМР) 2; двигатель 1 типа МУН-4.

Привод позволяет управлять включением вручную, дистанционно, автоматически.

В таком положении нож короткозамыкателя открыт, а если привод управляет отделителем, то его полуножи замкнуты: привод и аппаратура, управляемая им, готовы к автоматическому действию

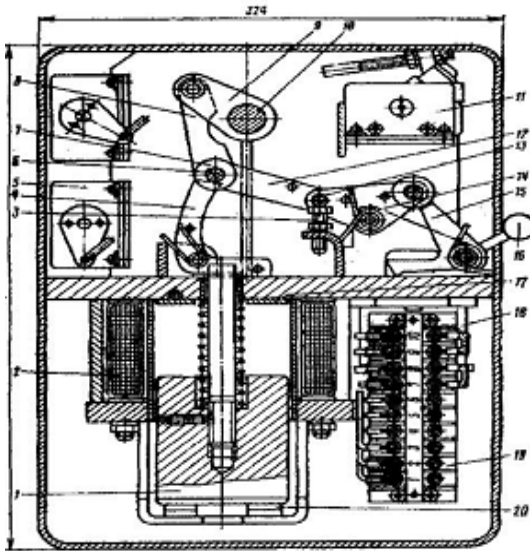


Рис 84. Устройство электромагнитного провода ПЭ-11 1-Магнитопровод; 2- катушка; 3-регулирующий винт; 4- удерживающая защелка 5-и 11-сигнально-блокировочные и быстродействующие вспомогательные контакты : 6 и 13-оси; 7- ролик; 8,9,12 и 14-рычаги ; 10-вал привода; 15-«собачка»; 16-рукоятка (кнопка) отключения ;17 – шайба; 18 – отключающие электромагнит; 19- контактодержатель ;20- резиновые прокладки.

При вращении по ходу часовой стрелки рычаг 8 роликом 9 нажимает планку 12 и перемещает ее вверх вместе с серповидным рычагом 14. Этот рычаг при включенном приводе остается в крайнем верхнем положении, так как во время подъема – своим зубчатым выступом 13 устанавливается на стойку 2, оканчивающуюся роликом. При поднятом рычаге стойка заходит под него под воздействием пружины (на рисунке не показана).

Для автоматического срабатывания привода служат электромагнитные реле 7. Контакты релейной защиты замыкают цепь обмоток электромагнитов, и они срабатывают. Якорь электромагнита, поднимаясь вверх, поворачивает вокруг оси планку, которая винтом 5 выбивает стойку 2 из-под рычага 14. Под действием собственного веса и пружины 3 рычаг падает вниз и своим заостренным концом открывает защелку 4; рычаг 11, а вместе с ним и вал 1 привода освобождаются от зацепления и перестают удерживать пружины короткозамыкателя или отделителя. При этом включаются ножи короткозамыкателя или размыкаются полуножи отделителя. Приводы выключателей отличаются большим разнообразием. По принципу действия они бывают ручными и автоматическими, по энергии, затрачиваемой при работе привода, электромагнитными, пружинными, пневматическими. В сельском электроснабжении широко применяют пружинные и пружинногрузовые приводы, так как для них не требуется дополнительного источника энергии. Они надежны и оборудованы автоматическими устройствами.

Пружинный привод называют приводом косвенного действия, так как энергия, необходимая для его включения, запасается в пружине. Пружину заводят от руки или с помощью двигателя небольшой мощности. При наличии двигателя привод может осуществлять автоматическое повторное включение (АПВ). Пружинный привод ППМ-10 с моторным редуктором состоит из спиральной пружины со штурвалом, запорно-пускового механизма, встроенного в корпус, заводящего двигателя с редуктором, а также реле и электромагнитов, расположенных в нижней части корпуса. Допускается механическое АПВ с помощью системы рычагов, действующих при отключении выключателя. Механическое АПВ можно блокировать и оснастить привод схемой

электрического АПВ с заданной выдержкой времени. Применяют также приводы ПП-67 и ПП-74, отличающиеся от рассмотренного небольшими конструктивными изменениями и типом пружины.

В основном пружинные приводы используют для малообъемных выключателей, рассчитанных на напряжение 6...10 кВ.

При наличии в РУ источника постоянного оперативного тока (аккумуляторных батарей) применяют электромагнитные (соленоидные) приводы, в которых для включения контактов и поджатия пружины отключения служит мощный электромагнит постоянного тока.

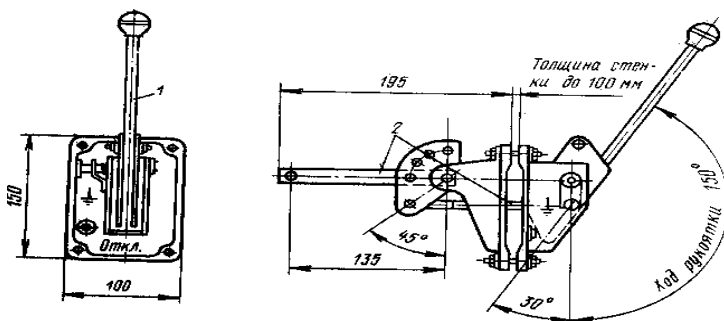


Рис 85. Ручной рычажный привод ПР -10 для управления разъединителем 1 – рукоятка; 2 – система тяг и рычагов

Т.Б. при эксплуатации коммутационной аппаратуры.

Оперативный персонал обязан проводить обходы и осмотры оборудования и производственных помещений на закрепленном за ним участке.

Осмотр электроустановок могут выполнять единолично:

а) лицо из административно-технического персонала с группой по электробезопасности V в установках напряже-

нием выше 1000 В и с группой IV в установках напряжением до 1000 В;

б) лицо из оперативного персонала, обслуживающего данную электроустановку, с группой по электробезопасности не ниже III.

Список лиц из административно-технического персонала, которым разрешается единоличный осмотр, устанавливается распоряжением лица, ответственного за электрохозяйство.

При осмотре распределительных устройств (РУ), щитов, шинопроводов, сборок напряжением до 1000 В запрещается снимать предупреждающие плакаты и ограждения, проникать за них, касаться токоведущих частей и обтирать или чистить их, устранять обнаруженные неисправности.

Лицам из оперативного персонала, обслуживающего производственное электрооборудование (электродвигатели, электропечи и т.п.) и электротехническую часть различного технологического оборудования до 1000 В, разрешается единолично открывать для осмотра дверцы щитов, пусковых устройств, пультов управления и др.

При осмотре электроустановок напряжением выше 1000 В единолично запрещается: проникать за ограждения, входить в камеры РУ, выполнять какие-либо работы. Камеры следует осматривать с порога или стоя перед барьером. Осмотр камер закрытых распределительных устройств (ЗРУ) с входом за ограждение при необходимости разрешается выполнять только лицу с группой по электробезопасности не ниже IV при условии, что в проходах расстояние от пола составляет: до нижних фланцев изоляторов – не менее 2 м, до неогражденных токоведущих частей – не менее 2,5 м при напряжении до 10 кВ, не менее 2,75 м при напряжении до 35 кВ, не менее 3,5 м при напряжении 110 кВ и не менее 4,2 м при напряжении 150-220 кВ. Перечень таких

ячеек и камер определяется распоряжением лица, ответственного за электрохозяйство.

При расстояниях меньше указанных вход за ограждения разрешается только в присутствии второго лица с группой не ниже III при соблюдении требований.

Осмотры, выявление и ликвидация неисправностей в электроустановках без постоянного дежурного персонала производятся централизованно выездным персоналом, осуществляющим надзор и работы по объекту (или группе объектов), периодичность которых устанавливается ответственным за электрохозяйство в зависимости от местных условий. Результаты осмотров фиксируются в оперативном журнале.

При приемке смены оперативный персонал обязан: а) ознакомиться по схеме с состоянием и режимом работы оборудования на своем участке путем личного осмотра в объеме, установленном инструкцией;

б) получить сведения от дежурного, сдающего смену, об оборудовании, за которым необходимо вести тщательное наблюдение для предупреждения аварии или неполадок, и об оборудовании, находящемся в ремонте или резерве;

в) проверить и принять инструмент, материалы, ключи от помещений, средства защиты, оперативную документацию и инструкции;

г) ознакомиться со всеми записями и распоряжениями за время, прошедшее с его последнего дежурства;

д) оформить приемку смены записью в журнале, ведомости, а также на оперативной схеме подписями лица, принимающего смену, и лица, сдающего ее;

е) доложить старшему по смене о вступлении на дежурство и о неполадках, замеченных при приемке смены.

Приемка и сдача смены во время ликвидации аварии, производства переключений или операций по включению и отключению оборудования запрещается.

При длительном времени ликвидации аварии сдача смены осуществляется с разрешения администрации.

К работам, выполняемым без снятия напряжения на токоведущих частях и вблизи них, относятся работы, проводимые непосредственно на этих частях.

В электроустановках напряжением выше 1000 В, а также на воздушных линиях электропередачи (ВЛ) напряжением до 1000 В к этим же работам относятся работы, выполняемые на расстояниях от токоведущих частей меньше.

Таблица 1.11 Расстояние до токоведущих частей от людей и механизмов

Напряжение элект-роуста-новки	Расстояние до токоведущих частей, м	
	от людей и применяемых ими инструментов и приспособлений, от временных ограждений	от механизмов и грузоподъемных машин в рабочем и транспортном положениях, от стропов грузозахватных приспособлений и грузов
1	2	3
До 1000 В	На ВЛ 0,6 В РУ без прикосновения не нормируется	1,0 1,0
3 – 35 кВ	0,6	1,0
60-110 кВ	1,0	1,5
150 кВ	1,5	2,0
220 кВ	2,0	2,5

Работы без снятия напряжения на токоведущих частях и вблизи них должны выполнять не менее чем два лица, из которых производитель работ должен иметь группу по электробезопасности не ниже IV, остальные – не ниже III.

При приближении грозы должны быть прекращены все

работы на ВЛ и в ОРУ, а в ЗРУ – работы на вводах и коммутационной. Аппаратуре, непосредственно подсоединенной к воздушным линиям.

Во время дождя и тумана запрещаются работы, требующие применения защитных изолирующих средств.

При обнаружении замыкания на землю запрещается приближаться к месту замыкания на расстояние менее 4 м в закрытых и менее 8 м в открытых РУ.

Приближение к этому месту на более близкое расстояние допускается только для производства операций с коммутационной аппаратурой для ликвидации замыкания на землю, а также при необходимости оказания первой помощи пострадавшим.

В этих случаях обязательно следует пользоваться как основными, так и дополнительными электрозащитными средствами.

Персоналу следует помнить, что после исчезновения напряжения с электроустановки оно может быть подано вновь без предупреждения.

Установка и снятие предохранителей, как правило, производятся при снятом напряжении. Под напряжением, но без нагрузки допускается снимать и устанавливать предохранители на присоединениях, в схеме которых отсутствуют коммутационные аппараты.

Под напряжением и под нагрузкой допускается снимать и устанавливать предохранители трансформаторов напряжения и предохранители пробочного типа в электроустановках напряжением до 1000 В.

При снятии и установке предохранителей под напряжением необходимо пользоваться: в электроустановках напряжением выше 1000 В – изолирующими клещами (штангой), диэлектрическими перчатками и защитными очками (маской); в электроустановках напряжением до 1000 В

– изолирующими клещами или диэлектрическими перчатками, а при наличии открытых плавких вставок и защитными очками (маской).

Вносить длинные предметы (трубы, лестницы и т.п.) и работать с ними в РУ, в которых не все части, находящиеся под напряжением, закрыты ограждениями, исключающими возможность случайного прикосновения, нужно с особой осторожностью вдвоем под постоянным наблюдением производителя работ.

Применяемые для ремонтных работ подмости и лестницы должны быть изготовлены по ГОСТ или ТУ на них. Основания лестниц, устанавливаемых на гладких поверхностях, должны быть обиты резиной, а на основаниях лестниц, устанавливаемых на земле, должны быть острые металлические наконечники. Лестницы должны верхним концом надежно опираться на прочную опору. При необходимости опереть лестницу на провод она должна быть снабжена крючками в верхней части. Связанные лестницы применять запрещается.

При установке приставных лестниц на подкрановых балках, элементах металлических конструкций и т.п. необходимо надежно прикрепить верх и низ лестницы к конструкциям.

При обслуживании, а также ремонтах электроустановок применение металлических лестниц запрещается.

Работу с использованием лестниц выполняют два лица, одно из которых находится внизу.

Работа с ящиков и других посторонних предметов запрещается.

Работы на концевых опорах воздушных линий электропередачи (ВЛ), находящихся на территории открытых распределительных устройств (ОРУ), должны производиться в соответствии с требованиями гл. БЗ.12.

Ремонтный персонал линий, перед тем как войти в

ОРУ, должен быть проинструктирован и препровожден к месту работ лицом из оперативного персонала с группой по электробезопасности не ниже –III; выходить из ОРУ после окончания работы или во время перерыва персоналу разрешается под надзором производителя работ.

В пролетах пересечения в ОРУ и на ВЛ при замене проводов, тросов и относящихся к ним изоляторов и арматуры, расположенных ниже проводов, находящихся под напряжением, через заменяемые провода; тросы должны быть перекинута канаты из растительных или синтетических волокон. Канаты следует перекидывать в двух местах – по обе стороны от места пересечения, закрепляя их концы за якоря, конструкции и т.п.

Подъем провода (троса) должен осуществляться медленно и плавно.

Работы на проводах, тросах и относящихся к ним изоляторах, арматуре, расположенных выше проводов, тросов, находящихся под напряжением, могут быть допущены при условии составления плана производства работ, утверждаемого главным инженером предприятия, в котором должны быть предусмотрены меры, препятствующие опусканию проводов, и меры по защите от наведенного напряжения. Замена проводов и тросов при этих работах без снятия напряжения с пересекаемых проводов запрещается.

Вопросы для повторения:

1. Какие приводы применяются?
2. Зачем нужны приводы?
3. Как происходит включение и отключение коммутационных аппаратов?
4. Как устроен соленоидный привод?
5. Какой ток потребляет втягивающая катушка?
6. Какой ток потребляет отключающая катушка?
7. Техника безопасности при работе с приводами?

1.3.2. Контрольно - измерительные приборы и измерительные трансформаторы

Общие сведения.

В установках до 1000В основное назначение ТТ состоит в понижении тока первичной цепи, до величины удобной для измерительных приборов (5 А). В установках свыше 1000В ТТ необходимы не только для снижения первичного тока (до 5 А или 10А) но и для отделения вторичных токовых цепей измерительных приборов и реле от цепей первичного высокого напряжения, что необходимо для безопасности обслуживающего персонала. ТТ характеризуются номинальным коэффициентом трансформации, который приблизительно равен обратному отношению числа витков обмотки:

$$K_{ТТ} = I_{Н1}/I_{Н}, = W_2/W_1 \quad (1.62)$$

ТТ имеют погрешность по току А1% и угловую погрешность.



Рис 86. Трансформатор тока типа Т-0,66УЗ

Токовая погрешность:

$$\Delta I = \frac{K_{ТТ}I_2 - I_1}{I_1} \times 100\% \quad (1.63)$$

Угловая погрешность характеризуется углом фаз между первичным током и повернутым на 180° током вторичной обмотки. Погрешность по току учитывается для всех приборов и реле, а угловая для приборов ваттметрового типа. Класс точности ТТ зависит от токовой погрешности и от номинальной нагрузки.

В России выпускают ТТ с классом точности: для лабораторных измерений (0,2), для питания счетчиков (0,5), для щитовых приборов и реле (1,3, Ю или Р).

ТТ состоит из магнитопровода, на котором размещены первичная обмотка, включенная в первичную цепь последовательно с нагрузкой и вторичная обмотка к которой подключаются токовые катушки вторичных измерительных приборов и реле.

по роду установки ТТ:

1. Для внутренней установки (Н)
2. Встроенные (В)
3. Для наружной установки (Н)

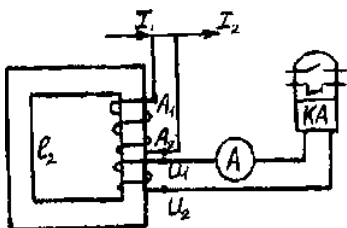


Рис 87.

Обозначение ТТ: ПОФЮ-0,5/1-750 Ф фарфоровая изоляция

У усиленный

Т трансформатор тока 10 110кВ номинальное напряжение с двумя сердечниками 0,5/1 один с классом точности 0,5 другой 1

П проходной

750 ном. первичный ток,

Для подключения к ТТ приборов ваттметрового типа нужно помнить: если в первичной обмотке ток идет от Л, к Л₂ то во вторичной цепи от Н₁ к Н₂. Вторичные обмотки

заземляют обычно на выводе Н. Работа ТТ разомкнутой вторичной обмотки, недопустима!

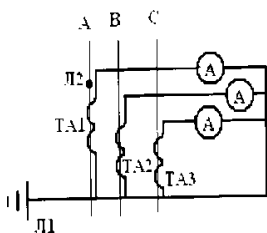


Рис 88.

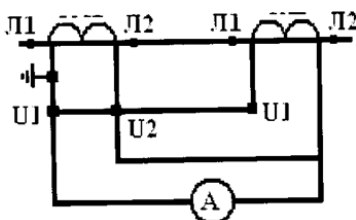


Рис 89.

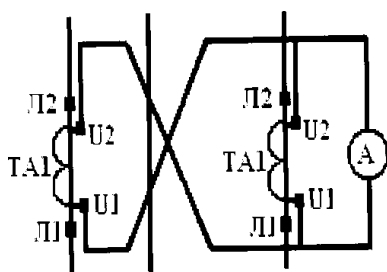


Рис 90

Схемы соединения вторичных обмоток ТТ приборов и реле:

Рис. 88 Схема полной звезды соединения ТТ

Рис. 89 Параллельное соединение ТТ

Рис. 90 Последовательное соединение ТТ

Вопросы для повторения:

1. Назначение изменение трансформатора тока?
2. Перечислите основные марки трансформатора тока и дайте расшифровку?
3. Зачем нужно определить коэффициент трансформации трансформатора тока?
4. Что такое токовая и угловая погрешности?
5. Техника безопасности при работе с трансформатором тока?

6. Какие бывают классы точности трансформаторов тока?
7. Условное обозначение трансформатора тока?
8. Зачем нужны трансформаторы напряжения и что такое схема контроля изоляции?
9. Чем отличается режим работы трансформаторов тока и напряжения от режима силового трансформатора?
10. Почему нельзя размыкать и оставлять разомкнутой вторичную обмотку ТТ, находящегося под нагрузкой?
11. От чего зависят погрешность ТТ и ТН?
12. В каком случае учитывают угловую погрешность?
13. Какие классы точности ТТ и ТН вы знаете?
14. Как действует схема контроля изоляции?

1.3.3 Сельские трансформаторные подстанции

Конструкция распределительных устройств.

Распределительные устройства (РУ) электрических станций и подстанций выполняются внутренней и наружной установки, закрытыми с расположением оборудования в зданиях (ЗРУ) и открытыми с расположением всего или основного оборудования на открытом воздухе (ОРУ). Широкое применение находят комплектные распределительные устройства как для внутренней установки (КРУ), так и для наружной установки (КРУН). При проектировании и сооружении распределительных устройств рекомендуется по возможности шире применять комплектные ячейки 6—10 кВ, комплектные распределительные устройства, а также отдельные узлы заводского исполнения.

Распределительные устройства 35—750 кВ обычно

выполняются открытыми.

Закрытые распреустройства в основном применяются на напряжениях 3—20 кВ, а также на напряжениях 35—220 кВ в случаях ограниченности площадей под РУ, повышенной загрязненности атмосферы и особо тяжелых климатических условий (Крайний Север).

Распределительные устройства должны удовлетворять поставленным техническим требованиям в части надежности работы, удобства эксплуатации, безопасности обслуживания, возможности расширения, а также противопожарным требованиям. Они должны допускать возможность использования средств механизации для производства ремонтных работ. Выбор той или иной конструкции распреустройства производится на основании анализа и сравнения технических и технико-экономических показателей конкурирующих вариантов, удовлетворяющих поставленным техническим условиям. Распреустройства выполняются в соответствии с требованиями Правил устройства электроустановок (ПУЭ), Норм технологического проектирования электрических станций и подстанций (НТП), Строительных и противопожарных норм, Руководящих указаний по проектированию механизации ремонтных работ и других нормативных материалов.

Распреустройства выполняются таким образом, чтобы при нормальных условиях работы электроустановки исключалась возможность возникновения явлений, опасных для обслуживающего персонала, а при аварийных условиях работа оборудования не сопровождалась повреждением окружающих элементов, возникновением коротких замыканий или замыканий на землю. Предусматривается, чтобы при снятом напряжении с какой-либо цепи обеспечивался безопасный осмотр, смена или ремонт элементов этой цепи без нарушения нормальной работы соседних цепей.

Конструкции, на которых закреплено оборудование, рассчитывают на усилия от массы оборудования, ветра, гололеда и от электродинамических сил при коротких замыканиях.

Требования к конструкциям закрытых распределительных устройств

Расстояния в свету между неизолированными токоведущими частями разных фаз, расстояния от неизолированных токоведущих частей до заземленных конструкций и ограждений, пола и земли, а также между неогражденными токоведущими частями разных цепей.

Гибкие шины в ЗРУ проверяют на сближение под действием токов к.з. Неизолированные токоведущие части во избежание случайных прикосновений к ним помещают в камеры или ограждают сетками и т. п. Неизолированные токоведущие части, расположенные над полом ниже размера D , ограждают сетками, причем высота прохода под сеткой должна быть не менее 1,9 м. Токоведущие части, расположенные выше ограждений, до высоты 2300 мм от пола, но ниже размера D располагают от плоскости ограждения на расстоянии B . Аппараты, у которых нижняя кромка фарфора изоляторов расположена над уровнем пола на высоте 2200 мм и более, разрешается не ограждать, если выполнены изложенные выше требования. Применение барьеров для ограждений токоведущих частей в открытых камерах не допускается, а для комплектных ячеек — не требуется.

Требования к конструкциям открытых распределительных устройств

При использовании гибких шин расстояния в свету между токоведущими и заземленными частями, а также

между токоведущими частями при их расположении в одной горизонтальной плоскости должно быть согласно ПУЭ.

В распредустройствах 110, 150, 220, 330, 500 кВ при мощностях короткого замыкания, равных или больших соответственно 4000, 6000, 8000, 12 000, 18 000 МВ-А, гибкие шины проверяют на возможность схлестывания или опасного в отношении пробоя сближения в результате динамического воздействия токов к.з. В ОРУ вдоль выключателей предусматривают проезд для передвижных монтажно-ремонтных механизмов и приспособлений, а также для передвижных лабораторий. Этот проезд должен быть не менее 4 м по ширине и высоте.

Наименьшие расстояния в свету от токоведущих частей до различных элементов ОРУ

Для обеспечения сохранности электрооборудования при авариях и пожарах под силовыми трансформаторами и масляными реакторами, имеющими более 1000 кг масла в единице, а также под баковыми масляными выключателями 110 кВ и выше укладывают крупный чистый гравий, гранитный или иной непористый щебень толщиной слоя не менее 25 см выше поверхности планировки и обеспечивают сток масла из-под гравия в системы отвода ливневых вод на безопасное в пожарном отношении расстояние.

Между трансформаторами и реакторами (трехфазными и однофазными) единичной мощностью 60 МВ-А и более и с номинальным напряжением 10 кВ и выше, установленными на расстоянии менее 15 м друг от друга, выполняют огнестойкую перегородку, высота которой должна соответствовать верхней части вводов, а по ширине должна выступать за габариты трансформатора (реактора) на 1 м с каждой стороны. Расстояние между трансформатором (реактором) и перегородкой в свету должно быть не менее 1,25 м.

Контактные соединения проводов и шин, а также присоединения к аппаратам выполняют опрессовкой или сваркой. В отдельных случаях допускаются болтовые соединения.

Закрытые распределительные устройства 3—20кВ

Распределительные устройства 6—10 кВ электростанций и подстанций при отсутствии реакторов на отходящих линиях, а также РУ 3—6 (10) кВ собственных нужд электростанций выполняются из комплектных ячеек. Генераторные распределительные устройства (ГРУ) при наличии реакторов на отходящих линиях выполняются с использованием как комплектных, так и сборных ячеек.

На напряжениях 10—24 кВ мощные генераторы и блочные трансформаторы соединяют между собой закрытыми экранированными токопроводами с ответвлениями к трансформаторам собственных нужд (возможны также ответвления к силовым трансформаторам, питающим сеть 35—110 кВ местного района).

Распределительное устройство 6—10 кВ понижающей подстанции с групповыми сдвоенными реакторами. При двух сдвоенных реакторах РУ выполняют одноэтажным, с двухрядной установкой ячеек КРУ, с четырьмя секциями, с одним коридором и с двумя отсеками. Групповые реакторы устанавливают в пристройках к зданию РУ.

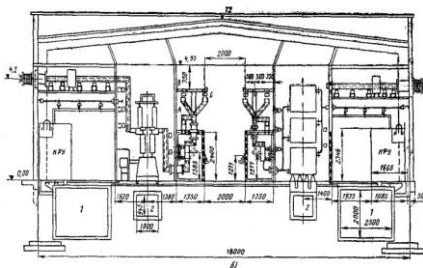


Рис.91 ГРУ 6-10 кВ одноэтажное с одной системой сборных шин, б – поперечный разрез

ГРУ 6—10 кВ с одной системой сборных шин, представленное на рис., рассчитано на ударный ток 300 кА и выполнено одноэтажным. Здание имеет ширину 3 м и три прохода. В центральной части здания расположены блоки сборных шин и шинных разъединителей; далее следуют ячейки генераторных, трансформаторных и секционных выключателей, групповых и секционных реакторов и шинных трансформаторов напряжения. У стены здания расположены ячейки КРУ. Имеются два подземных кабельных туннеля и два вентиляционных канала. Ячейки ГРУ рассчитаны на установку выключателей типа МГ-20. Шаг ячеек равен 3 м.

Закрытые распределительные устройства 35— 110 кВ.

Закрытые распределительные устройства с обычным оборудованием, предназначенным для наружной установки, спроектированы и выполнены на напряжения 35— 220 кВ. За рубежом ЗРУ выполнены на напряжения до 500 кВ.

ЗРУ 35 кВ с двумя системами сборных шин выполнено одноэтажным с пролетом здания 12 м, с шагом колонн по длине здания 6 м и с шагом ячейки 3 м. Имеются два коридора обслуживания и один коридор управления. ЗРУ рассчитано на установку выключателей типов ВВН-35 и МГ-35. Сборные шины, рассчитанные на номинальный ток 2000 А и ударный ток 82 кА, расположены в вертикальной плоскости и имеют междуфазные перегородки. У стены здания со стороны линейных выводов располагаются панели релейной защиты. Подземный кабельный туннель расположен у стены здания снаружи.

Схемы электрических соединений на стороне высшего напряжения

Электрические подстанции являются одним из наиболее массовых элементов энергосистем; их число значительно больше числа электростанций. Отсюда следует необходимость упрощения главных схем и удешевления соответствующих РУ подстанций.

Подстанции делятся на тупиковые, ответвительные и узловые. Однотрансформаторные тупиковые подстанции выполняются по блочной схеме линия— трансформатор с установкой на стороне высшего напряжения разъединителя (рис 92а), разъединителя и предохранителя (рис 92 б), разъединителя, отделителя и короткозамыкателя (рис 92 в) или разъединителя и отделителя с передачей отключающего импульса на выключатель головного участка линии по телеканалу (рис 92 г) в отдельных случаях устанавливаются выключатель и разъединитель (рис 92 д).

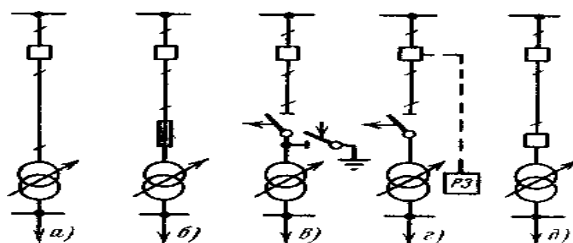


Рис.92 Блочные схемы однотрансформаторных подстанций.

Аналогичные схемы могут применяться при подключении однотрансформаторных подстанций на ответвления от проходящих линий. На однотрансформаторных подстанциях с высшим напряжением 110 кВ и более в случаях транзита мощности через подстанцию, необходимости секционирования сети, а также применения по фазного АПВ линий применяется схема треугольника. Для двухтрансформаторных подстанций при напряжении до 220 кВ.

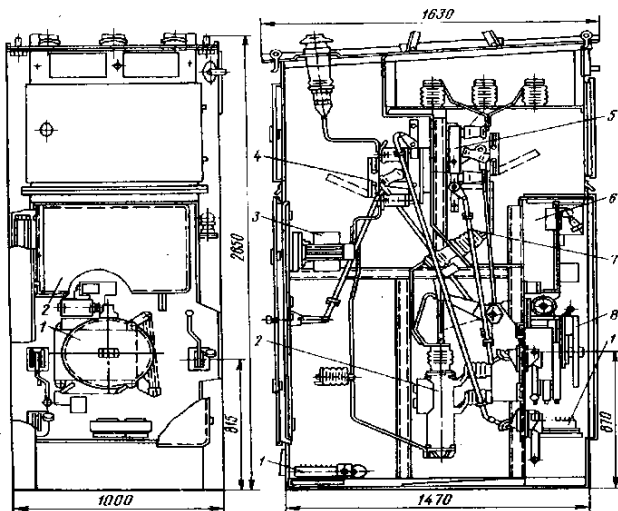


Рис 93 . Шкаф КРН-Ш-10 с выключателем:

1 устройства обогрева приборов; 2 — выключатель на напряжение 10 кВ; 3 — трансфер; мотор тока; 4 линейный разъединитель на напряжение 10 кВ; 5 — шинный разъединитель; 6 — панель приборов и реле; 7 — проходной изолятор; 8 привод выключателя

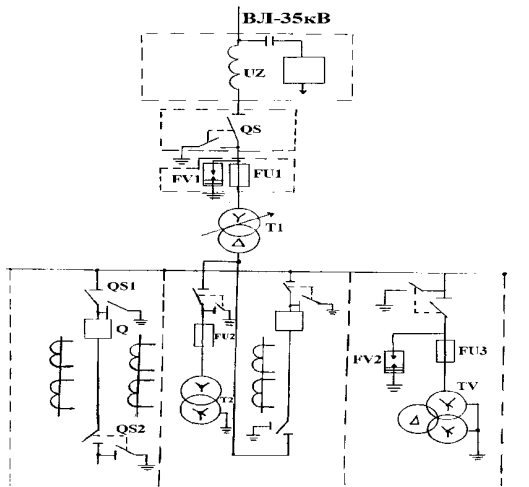


Рис 94. Принципиальная схема Соединений тупиковой одно трансформаторной подстанции КТП35/10 кВ мощностью 630... 1000 кВ-А

На рисунке 94 показана принципиальная схема соединений тупиковой однострансформаторной подстанции КТП-35/10 кВ мощностью до 1000 кВ-А. Комплектация ОРУ напряжением 35 кВ соответствует схеме, приведенной на рисунке 11.5,о; КРУ напряжением 10 кВ оснащено шкафами КРН-Ш-10 или другого типа.

Напряжение 35 кВ подается на трансформатор 77 (см. рис. 94) с ВЛ 35 кВ блок 1, через заградитель высокочастотной связи UZ, разъединитель Q5 типа РНДЗ-2-35, который вместе с заземляющими ножами и ручным приводом составляет блок 2, и предохранитель FU1 типа ВТ-35 с разрядником FV1 типа РВС-35 блок 3.

Шкафы КРН-Ш-10 содержат четыре основные схемы: ввода, отходящей линии, трансформатора собственных нужд и трансформатора напряжения. Остальные три шкафа, входящие в комплект, выполнены аналогично шкафу отходящей линии. В шкафах ввода и линии установлены малообъемные масляные выключатели Q типа ВМП-10 с приводом ПП-67, шинные QS1 и линейные QS2 разъединители типа РВЗ-10/400, два разъединителя с заземляющими ножами типа РВ-10 и трансформаторы тока ТА типа ТПЛ10.

Шкаф трансформатора собственных нужд укомплектован трансформатором Т2 типа ТМ-25/10 мощностью 25 кВ-А, который подключен к выводам силового трансформатора в целях сохранения питания потребителей собственных нужд при отключении ввода в КРУ напряжением 10 кВ. Для оперативного отключения трансформатора в шкафу установлен разъединитель того же типа, что и в шкафу ввода, а для аварийного отключения при к.з. предохранители FU2 типа ПКТ-10.

Шкаф трансформатора напряжения укомплектован трансформатором напряжения ГУ типа НТМИ, предохранителями FU3 типа ПКН-10 и вентильными разрядниками

FV2 типа РВП-10.

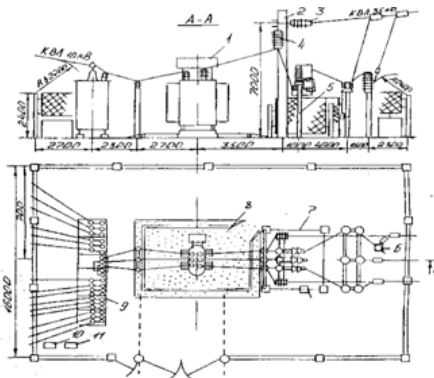


Рис 95. Общий вид и план однитрансформаторной тупиковой подстанции КТП-35/10 кВ мощностью 630...1000 кВ*А

1 - трансформатор напряжения 35/10 кВ; 2-портал вода; 3 и 4 - натяжная и подвесная герлянды изоляторов; 5 -блок предохранителей и разрядитков; 6 - блок высоко частотной связи; 7 - ограда; 8 – фундамент ТР с гранийной отсыпкой; 9 – шкаф оппаратуры связи и телемеханики; 10 и 11 - шкаф пожарного и эксплуатационного инвенторя.

Комплектные распределительные устройства для наружной установки, рассчитанные на напряжение 6...10 кВ, представляют собой: металлические шкафы в брызго защищенном исполнении. Промышленность изготавливает шкафы КРУН различных конструкций, например выкатного исполнения и для стационарной установки основного оборудования. Независимо от исполнения и типа КРУН можно обслуживать с двух сторон: с фасада камеры и с противоположной стороны.

На рисунке 93 показан шкаф КРН-Ш-10 отходящей линии. Камера КСО-272 того же назначения укомплектована аналогичным оборудованием, но оно размещено по-другому и в ином корпусе. В камере КСО-386 вместо масляного выключателя установлен выключатель нагрузки ВМП-16.

Корпус шкафа выполнен из гнутых стальных листов

сварной конструкции. Оборудование размещено в отсеках: привода ПП-67, выключателя ВМГ-10, разъединителя и шин ввода и вывода, разделенных стальными листами. На боковых стенках шкафа вверху выполнены проемы для монтажа шин КРУ при установке необходимого числа шкафов.

Шкафы КРУН типа К-ХН серии к.з. с 0 напряжением 6...10 кВ с выкатными элементами применяют на комплектных трансформаторных подстанциях блочного типа КТПБ-35/10, КТПБ-110/10 и КТПБ110/35/10 кВ. Благодаря выкатным элементам легче обслуживать оборудование, минимален перерыв в электроснабжении.

Безопасность обслуживания шкафов обеспечивается механическими блокировками, предотвращающими выкатывание или выкатывание тележки при включенном выключателе, причем тележка заземлена с помощью скользящих контактов. После выкатывания тележки проемы к токоведущим частям из отсека автоматически закрываются металлическими шторами и одновременно линейный ввод заземляется специальным разъединителем, который также заблокирован с выключателем.

Открытые распределительные устройства.

ОРУ подстанций напряжением 35 кВ и более бывают двух типов: высоко и низкорасположенные. В ОРУ первого типа оборудование и аппаратура находятся на разных уровнях или этажах, а в ОРУ второго типа на одном горизонтальном уровне. Высокрасположенные ОРУ занимают меньше места, но неудобны для осмотра и ремонта. На сельских подстанциях напряжением 35...220/6...10 кВ применяются только низкорасположенные ОРУ.

Для ОРУ по сравнению с ЗРУ не нужны дорогостоящие помещения и требуется значительно меньше времени

на сооружение, расширение и реконструкцию. К недостаткам ОРУ можно отнести большую занимаемую ими площадь, неудобство обслуживания в дождь, непогоду и при низких температурах, высокую стоимость изоляции и аппаратов, на которые воздействуют атмосферные факторы.

Площадку под ОРУ планируют с уклоном для стока ливневых вод, а оборудование размещают с учетом противопожарных расстояний, требований безопасности и условий необходимой электрической прочности воздушных промежутков, т.е. расстояний между токоведущими частями разных фаз и между фазами и землей или заземленными частями оборудования. Эти расстояния приведены в ПУЭ. Силовые трансформаторы, выключатели и иное массивное оборудование устанавливают на фундаментах, выступающих над уровнем планировки не менее чем на 10 см, а малообъемные масляные выключатели, разъединители, измерительные трансформаторы, разрядники и другие аппараты монтируют на железобетонных стойках с оголовками. Приводы выключателей, разъединителей, отделителей и короткозамыкателей располагают так, чтобы рукоятки находились на высоте 1,2...1,4 м над площадкой обслуживания. Молниеотводы устанавливают на порталах, исключая трансформаторные, или на отдельных стойках. Территорию подстанции ограждают забором высотой не менее 2,4 м. Пример размещения оборудования показан далее.

Техническая характеристика КТП:

1. Высшее напряжение 10 кВ.
2. Низшее напряжения 380/220 В.
3. Схема соединения Y / Y_0 .
4. Номинальный ток 150 А
5. Номинальный ток фидера уличного освещения 15 А.
6. Число потребительских фидеров -3 шт.
7. Масса без трансформатора 350 ...380 кг.

8. Габаритные размеры без трансформатора 1000 x 1140 x 2710 мм.

Состав изделия и комплект поставки. КТП состоит из 3-х частей:

1. низковольтного распределительного устройства РУ0,4 кВ
2. шкафа высоковольтных предохранителей, установленных на общей стойке.
3. Силового трансформатора. ТМ.100 кВА

В комплект поставки входит следующее оборудование:

1. Разъединитель РЛНД 10 /200 1-шт.
2. Привод разъединителя ПРНЗ 10.
3. Блокзамок механический МБГ 22 шт.
4. Салазки крепления трансформатора.
5. Разрядники высоковольтные вентильные РВО -10 3 шт.
6. Патроны высоковольтных предохранителей ПК10 с плавкими вставками 3-шт.

Устройство КТП:

КТО состоит из распределительного щита низкого и высокого напряжения, смонтированных на общей стойке. Силовой трансформатор располагается сзади подстанции под вводным высоковольтным устройством. Трансформатор установлен на салазках. Изоляторы силового трансформатора закрываются кожухом. Разъединитель РЛНД 10 с приводом ПРИЗ-10 крепиться на концевой опоре ВЛ10кВ. на вводном высоковольтном устройстве размещается траверса с низковольтными изоляторами отходящих линий 0,4 кВ. Защита подстанции от атмосферных напряжений осуществляется вентильными разрядниками РВО-10 и РВН-0,5. На вводе в распределительное устройство низшего напряжения 0,4 кВ установлен рубильник. Управление уличным освещением предусмотрено автоматическим магнитным пускателем от реле ФР-2 или ручным

выключателем. Для освещения при осмотре низковольтного щита и контроля напряжения на щите установлена лампа и цепи которой находятся предохранитель и переключатель ПМОФ. На панели находится штепсельная розетка для включения вольтметра в целях замера напряжения на фазах. Учёт активной электроэнергии осуществляется электросчетчиком САЧУ-И672м, присоединенным к сети через трансформаторы тока. Для обеспечения нормальной работы электросчётчика в зимнее время предусмотрен электрообогрев нагревателем из 2х резисторов через выключатель.

Принцип работы КТП:

Напряжение от линии 10 кВ через разъединитель подаётся на предохранители ПК-10кВ а от них к силовому трансформатору. Полученное силовым трансформатором напряжение /0,4кВ/ подается через рубильник на сборные шины. После включения автоматов и магнитного пускателя, напряжение поступает на фидеры 1,2,3 и фидер уличного освещения. Защита силового трансформатора со стороны низкого напряжения от перегрузок межфазных замыканий осуществляется автоматически, выключателями и предохранителями. Защита от однофазных к.з. на подстанции осуществляется автоматом А-3124, АЕ-2046, А-3700 с комбинированными и дистанционными расцепителями на 36В совместно с устройством защиты ЗТ-0,4. КТП имеет блокировку, которая обеспечивает: 1. Невозможность открытия двери шкафа высоковольтных предохранителей при не выключенных заземленных ножках разъединителя. При включенных ножках невозможность включения заземляющих ножей разъединителя.

называемые комплектные трансформаторные подстанции, поставляемые в собранном или полностью подготовленном для сборки виде.

По расположению на территории различают отдельно стоящие, пристроенные к производственному помещению и встроенные в производственное помещение потребительские подстанции.

Потребительская подстанция состоит из следующих основных частей: высоковольтного устройства, включающего себя разъединитель, предохранители и разрядники; одного или двух силовых трансформаторов; устройства напряжением до 1000 В, в которое входят коммутационные и защитные аппараты; счетчики электроэнергии выходы к отходящим линиям электропередачи напряжением 380/ 220 В.

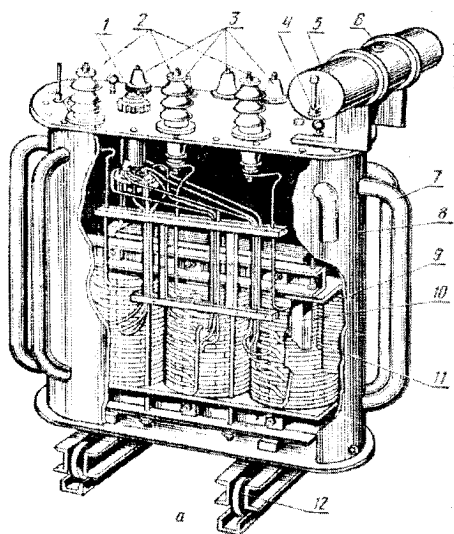


Рис 97. Силовой трансформатор

В устройстве силового трансформатора различают прежде всего магнитопровод, обмотки высшего и низшего

напряжений, бак, заполненный маслом, выводные изоляторы и , радиатор, опорные катки и расширитель .

Магнитопровод силового трансформатора представляет собой сердечник, состоящий из трех вертикальных стержней, которые с торцов замкнуты стальными ярами. Для снижения потери энергии и вихревые токи сердечник набирают в пакет из отдельных изолированных друг от друга пластин электротехнической стали. На каждом из трех стержней помещены по две катушки, намотанные специальным изолированным проводом, одна из которых высшего, а другая низшего напряжения.

Магнитопровод вместе с катушками помещен в бак, заполненный «моральным (трансформаторным) маслом, которое улучшает тепловой режим и изоляцию трансформатора. Бак (кожух) трансформатора снабжен радиатором— системой стальных труб. Циркулируя по этим трубам, масло отдает полученное от катушек тепло в окружающую среду. Для того чтобы при нагревании масло могло свободно расширяться, на крышке трансформатора установлен специальный бачок, так называемый расширитель, который трубкой соединен с основным баком. Расширитель выполняет и вторую функцию, заключающуюся в уменьшении поверхности соприкосновения масла с воздухом, благодаря чему снижается окисление и увлажнение трансформаторного масла. На крышке бака смонтированы выводные изоляторы, к которым с одной стороны присоединены концы обмоток, а с другой — подходящая и отходящая линии. Трансформатор снабжен переключателем, позволяющим изменять число витков обмотки высшего напряжения и тем самым регулировать напряжение потребителей в пределах $\pm 5\%$.

Обмотки силовых трансформаторов соединяют по двум наиболее распространенным схемам: звезда и треугольник. Группа соединений показывает, как соединены

обмотки силового трансформатора. Группу соединений обозначают дробным выражением, числитель которого относится к Первичной обмотке (в нашем случае обмотка высшего напряжения), а знаменатель — к вторичной обмотке (обмотка низшего напряжения): например Y/Δ , Y/Y или Δ/Y . Группа соединений указывает также на взаимное расположение векторов напряжений первичной и вторичной обмоток трансформатора, для чего прибегают к аналогии с циферблатом обычных часов. Вектор высшего напряжения принимают за минутную стрелку и устанавливают циферблат так, чтобы она находилась против цифры, вектор низшего напряжения — за часовую, а время, которое показывают эти стрелки, записывают рядом с дробным выражением в обозначении группы соединений (например, $Y/Y12$ или $Y/\Delta— 11$ и т. д.).

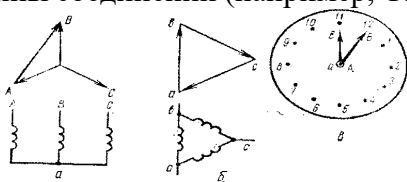


Рис 98. К определению группы соединений обмоток силового трансформатора; а-обмоток высшего и ее вектора диаграмма; б-обмоток низшего напряжения и ее векторная диаграмма; в-условное расположение векторов на циферблате часов

Напряжение короткого замыкания — одна из основных характеристик силового трансформатора, по которой судят о возможности параллельной работы нескольких трансформаторов! Оно равно тому напряжению, которое надо приложить к обмотке высшего напряжения, чтобы в замкнутой накоротко обмотке низшего напряжения протекал номинальный ток. Напряжение короткого замыкания обозначают e_k и указывают в паспорте силового трансформатора (в процентах номинального напряжения).

Для включения трансформаторов на параллельную

работу должны быть выполнены следующие условия:

1) соответственное равенство номинальных напряжений обмоток этих трансформаторов (отклонение напряжений по коэффициенту трансформации не должно превышать $\pm 0,5\%$); 2) идентичность групп соединения обмоток; 3) равенство напряжений короткого замыкания (допустимое отклонение $\Delta = 10\%$ от среднего значения); 4) соотношение мощностей трансформаторов не более чем 1:3; 5) правильная фазировка трансформаторов (фазы А, В и С трансформаторов должны быть присоединены к одним и тем же фазам сети).

Высоковольтное устройство потребительской подстанции представляет собой совокупность шинопроводов, защитных и коммутационных аппаратов (предохранители, разъединители выключатели, разрядники).

Принцип высоковольтного предохранителя его действия и назначение те же, что у низковольтного предохранителя.

Разъединитель на потребительской подстанции служит для включения и отключения силового трансформатора и создания видимого разрыва в цепи высокого напряжения, когда необходимо выполнять ремонтные работы или профилактический осмотр. Включение и отключение могут быть выполнены только при отсутствии нагрузки, т. е. в режиме холостого хода трансформатора.

Трехполюсный разъединитель РВ-10/600 у него на металлической раме установлено шесть опорных изоляторов, к которым крепятся подвижные и неподвижные контакты. Подвижные контакты приводятся в действие посредством фарфоровых тяг, соединенных с приводным рычагом.

Выключатель нагрузки служит для включения и отключения высоковольтных электрических цепей при номинальной нагрузке. Часто, чтобы обеспечить защиту от перегрузок и коротких замыканий, совместно с выключателем

нагрузки применяют высоковольтные предохранители.

По устройству выключатель нагрузки во многом похож на разъединитель. Основное отличие в том, что в нем применено специальное газогенерирующее дугогасительное устройство, представляющее собой пластмассовый корпус, внутри которого находятся вкладыши из органического стекла, в момент коммутации органическое стекло под действием высокой температуры электрической дуги бурно выделяется поток газов (главным образом водород).

Этот потоки течение долей секунды гасит образовавшуюся при разрыве контактов в электрическую дугу.

Разрядники защищают изоляцию оборудования потребителей подстанций от грозовых перенапряжений, автоматически соединяя с землей те токоведущие части, на которых появилось опасное перенапряжение. Устанавливают разрядники на вводе в подстанцию и надежно заземляют. Для этой цели может быть использовано заземляющее устройство потребительской подстанции.

Низковольтное устройство представляет собой совокупность низковольтной коммутационной, защитной, измерительной аппаратуры и шинопроводов. К коммутационным и защитным аппаратам относят рубильники, предохранители, автоматические выключатели и т.п.

Столбовую потребительскую подстанцию обычно монтируют на А-образной, П-образной или АП-образной опоре. Силовой трансформатор устанавливают на высоте не менее 4 м, считая от поверхности земли до токоведущих частей. Для проведения профилактических осмотров трансформатора и высоковольтного устройства предназначена расположенная М высоте около 3 м от поверхности земли площадка с перилами, На которую можно подняться по специальной складной лестнице или при помощи телескопической вышки.

Высоковольтное устройство такой подстанции состоит из предохранителей и трехполюсного разъединителя, привод разъединителя позволяет управлять им непосредственно с земли. В нормальном эксплуатационном режиме привод разъединителей запирают на замок. Кроме того, рукоятка разъединителя заблокирована со складной лестницей, благодаря чему путь на верхнюю площадку подстанции при включенном разъединителе закрыт.

Почти все низковольтное устройство столбовой потребительской подстанции заключено в специальный шкаф. Здесь размещены рубильники, предохранители, счетчики электрической энергии, устройства для управления уличным освещением. Электропроводка между трансформатором и шкафом, а также между шкафом и низковольтными отходящими линиями электропередачи помещена в металлические трубы для защиты ее от механических повреждений потребительская подстанция, смонтированная на П-образной опоре.

Столбовую потребительскую подстанцию разрешается располагать не ближе 3 м от зданий и сооружений I II и III и не ближе 5 м ст зданий в сооружениях IV и V степени огнестойкости.

Комплектные потребительские подстанции наружной установки разделяют на столбовые и фундаментные.

От обычной столбовой она отличается тем, что собрана из комплекта готовых деталей и, следовательно, требует гораздо меньших затрат на выполнение монтажных работ. По монтажным признакам фундаментные комплектные потребительские подстанции еще удобнее. Они полностью изготавливаются в заводских условиях, весь монтаж на месте сводится к устройству фундамента, установке подстанции на этот фундамент и присоединению высоковольтной и низковольтной линий электропередачи. Схема уста-

новки фундаментной комплектной трансформаторной подстанции типа КТП .

С этой целью в непосредственной близости от подстанции устанавливают высоковольтную А-образную анкерную опору, к которой подводят линию электропередачи высокого напряжения, и делают спуск к высоковольтным изоляторам КТП. Если КТП не имеет разъединителя, то его монтируют на опоре. Отходящие низковольтные линии электропередачи подводят к одной или нескольким низковольтным концевым анкерным опорам, установленным возле КТП, от которых делают спуски к низковольтным изолято-

рам КТП.

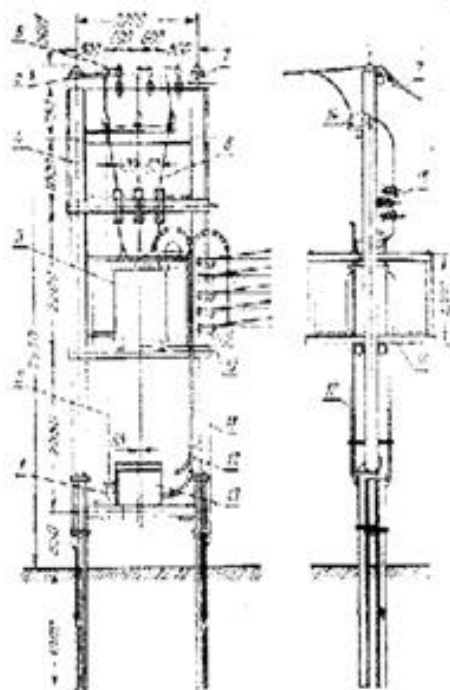


Рис 99. Понижающая подстанция на П-образной опоре: 1-привод разъединителя; 2-тяга привода; 3- силовой трансформатор; 4-опоры на железобетонных па-сынках; 5-изолятор; 6-штырь; 7-разрядник; 8-высоковольтные шины; 9-изолятор; 10-крюк; 11-заземляющий спуск (па-казан штрихпунктиром); 12-трубы низковольтной проводки; 13-низко-вольтный распреде-лительный шкаф; 14-разъ-единитель; 15-предохра-нитель; 16-площадка;

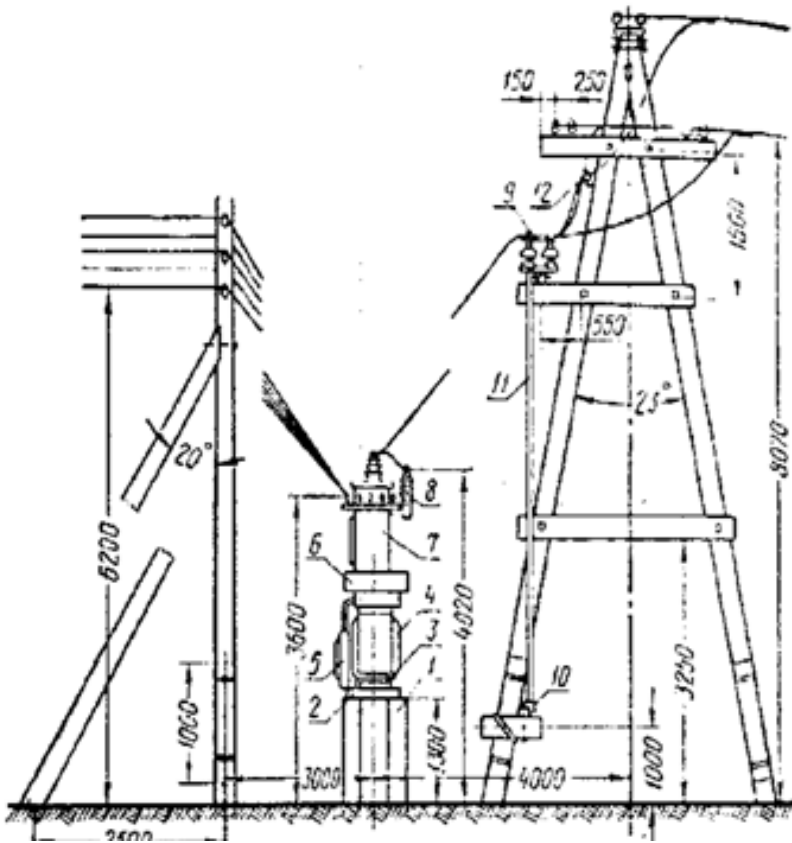


Рис 100 . Схема установки типа КТП возле угловой опоры проходящей линии:

1-фундамент; 2 – опорная рамка КТП; 3 – салазки для сильного трансформатора; 4 - силовой трансформатора; 5 – щит низковольтный; 6 - расширительный бачок; 7 – шкаф высоковольтный; 8 – разрядный; 9 – разъединитель; 10 – привод разъединителя; 11 – вал проводв; 12 – изолятор.

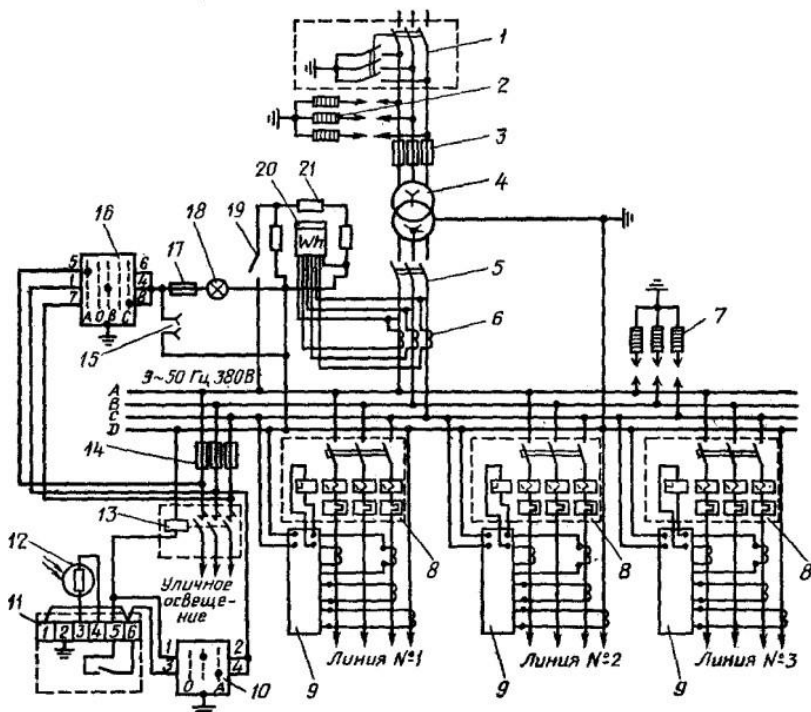


Рис 101.Электрическая схема КТП мощностью 63, 100 и 160 кВ-А с защитой ЗТИ-0.4УЗ:

1 разьединитель РЛНД; 2, 7 —разрядники РВО-10 и РВН-1У1; 3 — предохранитель ПК-10; 4 трансформатор ТМ-10/0,4 кВ; 5-рубильник Р-32УЗ; 6 – трансформатор тока ТК-20УЗ; 8 автоматические выключатели АЕ-2058-32; 9 —защитные приставки ЗТИ-0.4УЗ; 10 — переключатель ПК10-1-2П;т 11 фотореле ФР-2;

12 фоторезистор ФСК-Г1; 13 — магнитный пускатель ПМЕ-211; 14,17 – предохранители Е-27, П-25/3 80УЗ; 15-штепсельная розетка; 16 переключатель ПМОФ-45; 17 – предохранитель; 18 лампа накаливания НВ-27; 19 выключатель на 6 А; 20счетчик САЧУИ672М; 21резистор ПЭ-75.

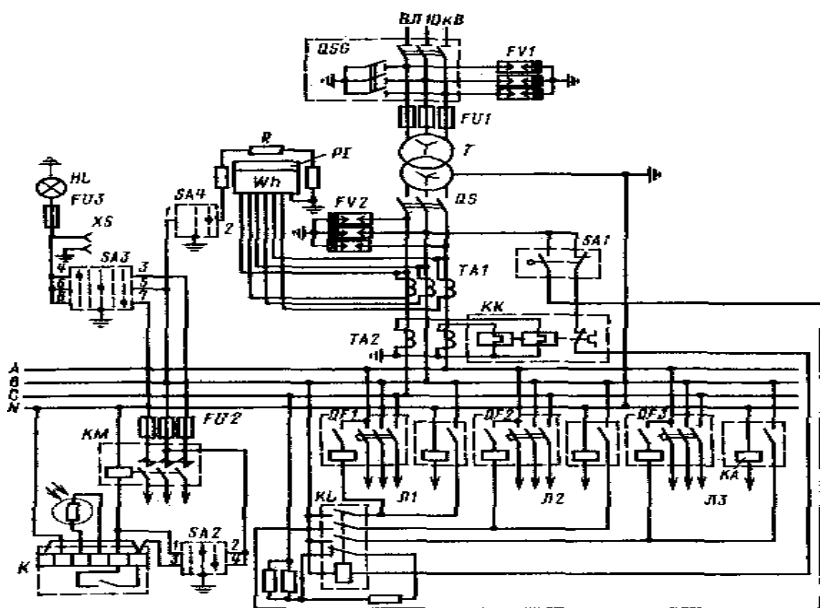


Рис 102. Принципиальная электрическая схема КТП напряжением 10/0,4 кВ мощностью до 160 кВ*А

Через разъединитель QSG и предохранители FU1 напряжение 10 кВ подается на силовой трансформатор Т. Со стороны низшего напряжения (линии Л1...Л3) установлены выключатель QS и два комплекта трансформаторов тока ТА1 а ТА2. В первый (полнофазный) комплект входит счетчик активной энергии PI, во второй комплект трансформаторов тока, соединенных в неполную звезду,— тепловое реле КК для защиты силового трансформатора от перегрузки.

С шин напряжением 0,4/0,23 кВ питание подается на линии напряжением 0,38/0,22 кВ через автоматические выключатели QF1...QF3. Нулевой провод выведен от шин через реле тока КА, которое служит для отключения линии при однофазных коротких замыканиях. Катушки независимых расцепителей рассчитаны на напряжение 0,3В кВ.

Одна фаза подается на катушку при включении автоматического выключателя, а другая — при срабатывании токового реле в случае однофазного короткого замыкания или промежуточного реле KL в случае перегрузки силового трансформатора.

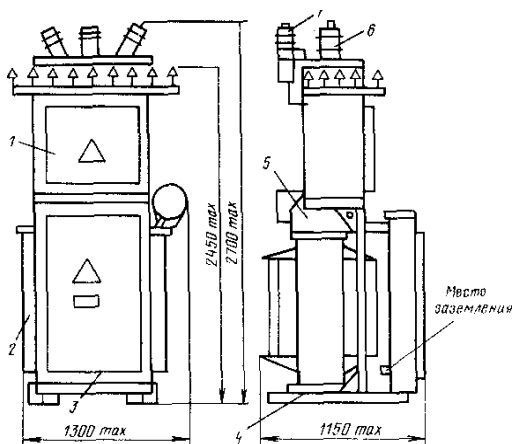


Рис 103. Общий вид КТП 10/0,38 кВ мощностью 25 ... 160 кВ*А:

1 – вводное устройство 10 кВ; 2 – трансформатор; 3 – РУ 0,38 кВ; 4 – салазки (для трансформаторов мощностью 25...100 кВ*А); 5 – кожух; 6 – проходной изолятор; 7 – вентильный разрядник.

КТП предназначена для приёма на электрических линиях 3-х фазного переменного тока напряжением 10 кВ. Преобразования и распределения её потребителям на напряжения 380 -220 В.

Конструктивно она выполнена в виде блока со следующими основными узлами: вводное устройство высшего напряжения (10 кВ) и РУ 0,38 кВ, которые закрываются одностворчатými дверями, снабженными замками, силовой трансформатор.

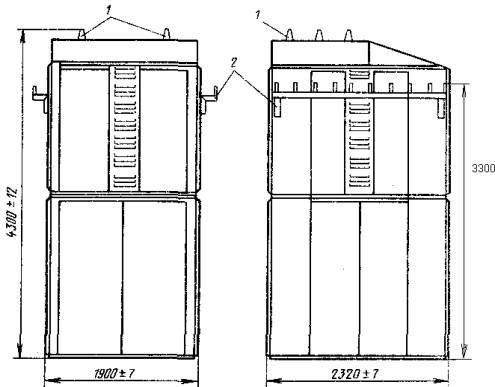


Рис 104. Общий вид КТПП-В-400/10У1

1 – проходные изоляторы 10кВ; 2 – кронштейн для выводов 0,38

Вопросы для повторения:

1. Назначение КТП 100/10 кВ
2. Изучить эл. схему КТП с защитой.
3. Назначение КТП на отходящих линиях?
4. Какие существуют технические мероприятия для повышения надежности электроснабжения?
5. Какие конструктивные типы РУ вы знаете?
6. Какой тип РУ характерен для подстанций напряжением 35...110/10 и 10/0,38 кВ?
7. Какие блокировки безопасности применяются в шкафах и РУ напряжением 10 кВ?
8. Как защищен трансформатор ТП напряжением 10/0,38 кВ от перегрузки и к.з., от атмосферных перенапряжений?
9. Что такое потребительская подстанция?
10. Как по общим признакам разделяют потребительские подстанции?
11. Из каких основных частей состоит потребительская подстанция?
12. Как устроен и на каком принципе работает силовой трансформатор?

13. Что такое группа соединений обмоток силового трансформатора?
14. Что такое напряжение короткого замыкания силового трансформатора?
15. Каковы условия включения силовых трансформаторов на параллельную работу?
16. Что представляет собой высоковольтное устройство потребительской подстанции?
17. Как включают уличное освещение?
18. На каком расстоянии от зданий и сооружений разрешается располагать столбовую потребительскую подстанцию?
19. Как устроены комплектные потребительские подстанции наружной установки?
20. Каким образом к фундаментной комплектной потребительской подстанции наружной установки присоединяют высоковольтные и низковольтные линии электропередачи?
21. Для чего повышают напряжения до 110 кВ и выше?
22. Какие существуют типы подстанций?
23. Что называется трансформатором?
24. Какие бывают конструкции распределительных устройств?
25. Какие требования предъявляются к ЗРУ, ОРУ?
26. Какие схемы электрических соединений распределительных устройств применяются на стороне высшего напряжения?
27. Для чего используются электрическая схема ФР75 А.
28. Объясните работу фотореле ФР-75 А при затемненном фоторезисторе?
29. Каковы основные светотехнические характеристики светильников?
30. Какие типы светильников применяют для освещения животноводческих и птицеводческих помещений?

1.3.4 Резервные электростанции

Общие сведения

Потребители электроэнергии, отнесенные к первой категории по надежности электроснабжения, должны обеспечиваться питанием от двух независимых источников (см. гл. 2), При этом можно использовать как сетевое, так и местное резервирование. В последнем случае в качестве резервного источника для сельскохозяйственных объектов наиболее часто применяют дизельные электростанции (ДЭС).

Резервные электростанции имеют важное преимущество перед сетевым резервированием по воздушным электрическим линиям, являясь действительно независимым вторым источником питания. Сетевое резервирование, особенно в условиях повышенных гололедно-ветровых нагрузок, полностью не устраняет перерывы в подаче электроэнергии. В районах с тяжелыми климатическими условиями резервные электростанции эффективно применять совместно с сетевым резервированием, а в ряде случаев их можно использовать также для потребителей второй категории. Поэтому в соответствии с Методическими указаниями «Сельэнергопроекта» (РУМ, сентябрь 1986 г.) автономные (местные) источники резервного питания предусматривается устанавливать для электроприемников первой категории, а также для электроприемников второй категории, не допускающих перерыва в электроснабжении длительностью более 0,5 ч независимо от наличия резервного питания по электрическим сетям.

Можно отметить, что резервные электростанции получили широкое распространение в сельскохозяйственных районах многих зарубежных стран.

Резервные электростанции в соответствии с их назна-

чением работают только при перерывах в электроснабжении от основных источников питания. Длительность перерывов в электроснабжении при питании потребителей от сельских электрических сетей даже при неблагоприятных условиях не превышает обычно 150 ... 200 ч в год. Фактически резервные электростанции могут работать еще меньшее время из-за несовпадения перерывов в электроснабжении и технологических процессов сельскохозяйственного производства, так как это влияет на режим и график работы станций. Поэтому с точки зрения продолжительности работы резервных электростанций можно говорить об определенном недоиспользовании оборудования. Для уменьшения этого недостатка и повышения эффективности использования станций на аварийный период вводят принудительный график электропотребления путем отключения неотвечественных потребителей. При этом в простейшем варианте мощность резервной электростанции можно выбирать

Исходя только из нагрузки первой категории (на сельскохозяйственных объектах, отнесенных к первой категории по надежности электроснабжения, только часть приемников электроэнергии может относиться к первой категории, остальные являются нагрузкой второй и третьей категорий). Целесообразно также, : как указывалось в гл. 2, сдвигать по времени технологические процессы, чтобы обеспечить большую продолжительность работы резервной электростанции в ряде случаев при меньшей мощности.

Передвижные и стационарные резервные электростанции

Промышленность выпускает достаточно большое количество передвижных и стационарных ДЭС, которые можно использовать в качестве резервных. Основной

элемент передвижных и стационарных ДЭС — дизельгенератор, собранных на общей сварной раме. Первичный двигатель — дизель и генератор обычно соединены между собой жесткой муфтой. Станции оснащают синхронными генераторами с машинной или статической системой возбуждения. В первом случае генератор постоянного тока, используемый в качестве возбудителя, соединяют с валом основного генератора текстропной (ременной) передачей; или фланцем. Мощность возбудителя обычно составляет 1,5 ... 2,5 % номинальной мощности синхронного генератора. Во втором случае система возбуждения, состоящая из статических (неподвижных) элементов — силового трансформатора, выпрямителей и т.д., преобразует переменный ток на выводах генератора в постоянный для питания обмотки возбуждения и регулирования напряжения генератора.

В состав оборудования ДЭС входят также: системы охлаждения дизеля с насосами, баками и трубопроводами; системы питания топливом дизеля с топливными баками, насосами и трубопроводами; системы смазки дизеля с масляными баками, масляными радиаторами, насосами и маслопроводами; системы запуска дизеля с электрическим стартером, аккумуляторной батареей и зарядным генератором или воздушными баллонами, компрессором, пусковыми клапанами и трубопроводами; системы подогрева дизеля с подогревателями, лампами и змеевиками для подогрева, отопительновентиляционными установками; щиты управления, защиты и сигнализации, щиты распределения электроэнергии от станции к потребителю, аккумуляторная батарея с выпрямителями для ее подзаряда, которая служит для запуска дизеля и питания постоянным током схем управления, сигнализации, цепей возбуждения.

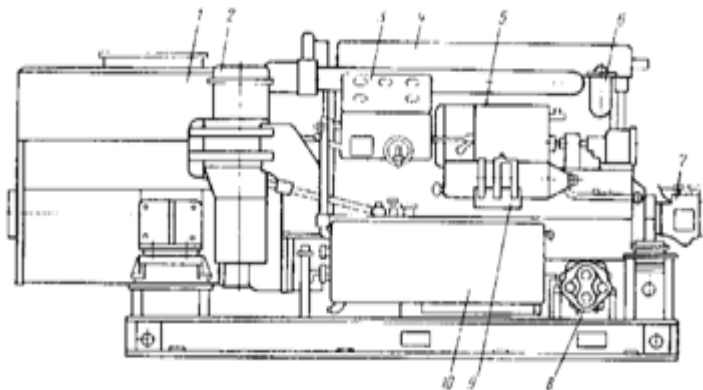


Рис 105.Общий вид автоматизированной электростанции типа АСДА-100

1 – генератор; 2 – воздухоочиститель; 3 – щиток местного управления диеалем; 4 – дизель; 5 – топливный насос; 6 – топливный фильтр; 7 – водяной насос внешний контур; 8 – писамомаслопрокачивающий агрегат; 9-масляный фильтр; 10 –расходный масляный бак.

По конструктивному исполнению ДЭС разделяют на стационарные и передвижны

Стационарные станции предназначены для работы в закрытых помещениях с температурой окружающего воздуха от +8 до + 40 °С. Помещения для стационарных станций должны быть огнестойкими, иметь приточную вентиляцию и отопительную систему. Все основное и вспомогательное оборудование разме щают так, чтобы обеспечить к нему доступ, а также иметь место для ремонтной зоны (для выемки при ремонте поршней, датчиков, расчленения дизеля и т. д.). Дизель-генератор устанавливают на бетонный горизонтальный фундамент, который для предотвращения резонансных колебаний не должен быть связан со стенами здания и фундаментами других агрегатов. На рисунке1 показан общий вид стационарной ДЭС типа АСДА-Ю00 (без щита управления).

Для нормальной эксплуатации помещение станции,

кроме естественного освещения, оборудуется искусственным, а также своим защитным заземлением. Шкафы и панели управления, сигнализации, защиты и распределения электроэнергии устанавливаются так, чтобы обеспечить свободный доступ к аппаратуре и возможность наблюдения за кабелями.

Передвижные станции предназначены для работы на открытом воздухе при температуре от -50 до $+40^{\circ}\text{C}$, они должны иметь защиту от атмосферных воздействий и обеспечивать работу в условиях вибрации и тряски. Размещают их на автомобильном прицепе, в кузове автомобиля или в закрытом вагоне. Передвижные станции следует использовать в первую очередь для сокращения продолжительности перерывов в электроснабжении при ремонтах, реконструкции или плановых отключениях электрических сетей. Их применение целесообразно в тех случаях, когда длина сети Невелика, а вероятная продолжительность восстановления участков сети относительно большая. При нарушениях работы магистральных участков электрических линий передвижную электростанцию целесообразно подключать через передвижную подстанцию (их обычно устанавливают на двухосном автомобильном прицепе) к неповрежденному участку линии напряжением 10 кВ или непосредственно к шинам 0,38 кВ ТП. При нарушениях работы линий 0,38 кВ электростанцию подключают к распределительным щитам потребителя.

По уровню автоматизации различают станции первой, второй и третьей степеней автоматизации.

Первая степень обеспечивает автоматическое поддержание номинального режима работы (в том числе без обслуживания и наблюдения не менее 4 ч) после пуска и принятия нагрузки дизель-электрическими агрегатами. При этом обеспечиваются аварийно-предупредительная сигнала-

лизация и защита, а также автоматический подзаряд стартерных аккумуляторных батарей и автоматическое наполнение топливных баков. Вторая степень автоматизации включает автоматику первой степени и устройства для дистанционного и автоматического управления дизельэлектрическими агрегатами — пуск, синхронизация при параллельной работе, принятие нагрузки, останов, контроль за работой, поддержание неработающего дизеля в прогретом состоянии. При этом обеспечивается срок необслуживаемой работы не менее 16 ч для агрегатов мощностью до 100 кВт и 24 ч свыше 100 кВт.

Третья степень автоматизации включает автоматику второй степени и дополнительные устройства для управления дизельэлектрическими агрегатами — пополнение топливных и масляных баков, подзаряд всех аккумуляторных батарей и пополнение воздушных баллонов, заданное распределение активных и реактивных нагрузок при параллельной работе, управление вспомогательными агрегатами. При этом срок необслуживаемой работы не менее 150 ч для агрегатов мощностью до 100 кВт и 240 ч свыше 100 кВт.

ДЭС второй и третьей степеней автоматизации имеют также аварийно-предупредительную сигнализацию при достижении предельных значений температуры воды, масла, воздуха, давления масла, расхода и уровня жидкости, частоты вращения и т. д.

В зависимости от мощности и типа генератора и степени автоматизации станции применяют различные типы щитов управления и распределения энергии, предназначенные для управления, контроля за работой, защиты, включения на параллельную работу и распределения электроэнергии станции.

В частности, неавтоматизированными генераторами можно управлять при помощи специально поставляемых

вместе с ними панелей управления, для автоматизированных по первой степени агрегатов применяют щиты управления, выполненные на съемных блоках с логическими элементами, а для управления автоматизированными по третьей степени — шкафы управления с блоками автоматики на полупроводниковых элементах.

На рисунке 105 показан общий вид шкафа управления для стационарных ДЭС, в частности типа АСДА, мощностью 100 кВт. В верхней части шкафа размещены приборная панель 6 и блок аппаратуры. На приборной панели расположены контрольноизмерительные приборы, сигнальные лампы, кнопки, выключатели и переключатели управления. Блок аппаратуры включает реостаты уставки напряжения, вентилятор шкафа, механизм времени работы датчиков и панели с контакторами, реле и другими элементами электрической схемы. В средней части шкафа размещены ячейки для установки и крепления блоков автоматики. Всего предусматривается шесть таких блоков.

Блок синхронизатора 4 > обеспечивающий автоматическое включение генератора на параллельную работу, выдает команды сначала на изменение напряжения и частоты синхронизируемого генератора, подгоняя их соответственно к напряжению и частоте работающего генератора, а затем на включение контактора генератора на шины.

Блок пуска и остановки агрегата 9 коммутирует электрические цепи, обеспечивающие прогрев дизеля, включение насосов, возбуждение генератора, прием нагрузки или синхронизацию, включение на параллельную работу, отключение нагрузки и остановку электро агрегата.

Блок контроля напряжения 5 выдает команды на автоматический пуск резервного агрегата при снижении напряжения сети до 340 В или на остановку генератора при увеличении напряжения сети более 440 В. Этот блок контро-

лирует также напряжение оперативного питания и аккумуляторных батарей. Блок датчиков частоты и мощности 3, а также блок магнитных усилителей (МУ) 10 составляют систему коррекции частоты и мощности параллельно работающих агрегатов. При работе одного агрегата частоту тока, отклоняющуюся от нормы, регулируют изменением частоты вращения дизеля. При параллельной работе двух агрегатов блоки датчиков частоты и мощности выдают сигнал, пропорциональный активной мощности. В блоке МУ этот сигнал сравнивается с заданным (эталонным) и обеспечивается автоматическое распределение мощности между параллельно работающими агрегатами. Блок МУ также выдает аварийный сигнал и отключает генератор при перегрузке или переходе его в двигательный режим работы. Блок сигнализации 2 обеспечивает световую и звуковую сигнализацию об аварийном состоянии электроагрегата.

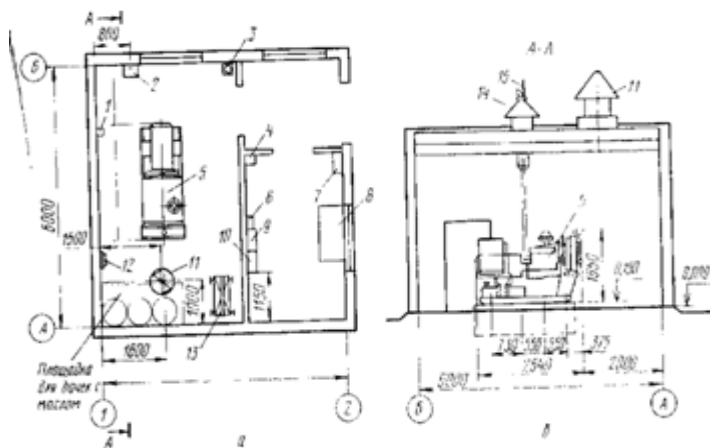


Рис 106. Компоновка оборудования ДЭС мощностью 100 кВт
а – план; б – разрез; 1 – счетчик электроэнергии; 2 – раковина; 3 – огнетушитель; 4 – аккумулятор; 5 – электроагрегат; 6 – выпрямитель устройств; 7,9,10 – навесные распределительные устройства; 8 – стол с телефоном; 11 – вентилятор(крайшний); 12 – ручной насос; 13 – кран (козловой); 14 – трубопровод для выхода газов; 15 – молисиотвод.

Институтом «Сельэнергопроект» разработаны типовые проекты резервных электростанций для ответственных сельскохозяйственных потребителей. Проектами предусмотрено использование одного или двух дизельных электроагрегатов мощностью 100 кВт каждый, а также одного агрегата мощностью 30, 60, 200 или 500 кВт. Номинальное напряжение генераторов 400 В при частоте 50 гц, частота вращения 1500 мин⁻¹.

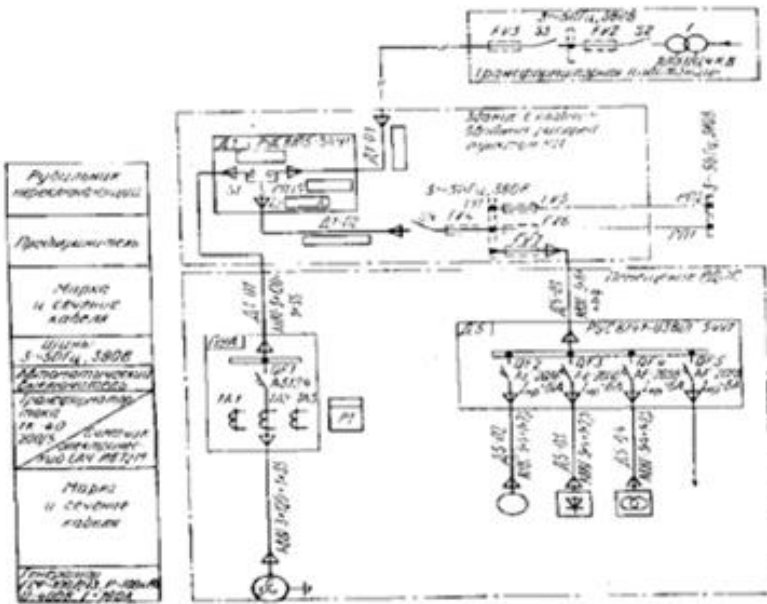


Рис 107. Главная схема электрических соединений ДЭС.

На рисунке 106 показана компоновка оборудования резервной дизельной электростанции мощностью 1 X 100 кВт (типовой проект 407-1-90.85). На ДЭС установлен один электроагрегат типа АД100С-Т400-Р мощностью 100 кВт.

Агрегат надежно работает при температуре воздуха в помещении от +8 до +50 °С и относительной влажности до 98 %. Топливный бак, смонтированный на раме агрегата; емкостью 240 л обеспечивает непрерывную работу дизеля в течение 8 ч без дополнительной заправки. Для заправки систем смазки дизеля маслом по мере его выработки используют ручной насос. Система охлаждения агрегата — водовоздушная, замкнутая с радиаторами масла и воды. В качестве охлаждающей жидкости в летний период эксплуатации ДЭС применяют воду, в зимний период — антифриз. Пускают агрегат электростартером, который работает от аккумуляторной батареи.

Электрической схемой главных соединений предусматривается автономная работа электроагрегата на электрическую сеть напряжением 380 В. Параллельная работа ДЭС с основным источником централизованного электроснабжения не допускается. Типовым проектом предусматривается четыре варианта электрических схем связи ДЭС с сетью напряжением 380 В централизованного электроснабжения. При выборе варианта следует учитывать проектируемую или существующую схему внутриплощадочных сетей 380 В, расположение резервируемых потребителей на объекте, место расположения трансформаторных подстанций 10/0,38 кВ, организацию обслуживания сетей 380 В на объекте.

На рис. 3 показан один из вариантов главной схемы электрических соединений ДЭС и связи электроагрегата с сетью 380В группы резервируемых потребителей (с распределительным пунктом). Помещение ДЭС располагают вблизи производственного помещения с вводным распределительным пунктом. Этот вариант обеспечивает как групповое, так и индивидуальное резервирование ответственных электроприемников. Электроагрегат подключен к шинам 380В распределительного устройства Д 1 с пе-

реключающим рубильником S 1 . Устройство Д1 устанавливают в помещении распредпункта РЯ. Щит собственных нужд Д 5 подключен к РП.

В нормальном режиме работы питание ответственных потребителей осуществляется от внешнего источника электроснабжения — трансформаторной подстанции через переключающий рубильник и распредпункт Р П . Рукоятка рубильника S 1 устанавливается в положение «а» —

«Включена сеть». В аварийном режиме работы при исчезновении напряжения от ТП запускают (вручную) электроагрегат. Рукоятку рубильника S 1 устанавливают в положение «б» — «Включена ДЭС».

Другой предусмотренный проектом вариант отличается от рассмотренного тем, что распределительные устройства Д с переключающими рубильниками (их в этом варианте может быть четыре) устанавливают в помещении ДЭС. Этот вариант обеспечивает резервирование отдельных групп ответственных потребителей.

Последние два варианта схем обеспечивают резервирование от ДЭС как ответственных, так и других потребителей в соответствии с графиком и режимом работы производства. В этих случаях осуществляется связь электроагрегата с шинами распределительного устройства 380 В подстанции 10/0,38 кВ. Помещение ДЭС при этом пристраивают к закрытой ТП или располагают вблизи нее. Отличаются эти варианты размещением распределительных устройств Д на ТП или в помещении ДЭС. Во всех вариантах для защиты генератора от перегрузки и коротких замыканий используют автоматический выключатель QF 1 с комбинированным расцепителем.

В рассматриваемых ДЭС используются генераторы с самовозбуждением. Статическая система возбуждения генератора состоит из трансформатора, выпрямителя, управ-

ляемого дросселя и конденсатора для защиты от радиопомех. Эта система обеспечивает питание обмоток ротора постоянным током и регулированием (поддержание на определенном уровне) напряжения генератора. Начальное возбуждение генератор получает от аккумуляторной батареи. Автоматическое регулирование напряжения обеспечивает точность поддержания напряжения в пределах $\pm 2\%$ от установленного среднего значения.

Для контроля за режимом работы генератора установлены вольтметр, частотомер, амперметр с переключателями, ваттметр и счетчик активной энергии.

Дизель оборудован следующими технологическими защитами: от снижения давления воды, перегрева воды, перегрева и снижения давления масла. При появлении аварийного режима указанные защиты обеспечивают световую сигнализацию, остановку агрегата и отключение автоматического выключателя генератора (с помощью дистанционного расцепителя).

На электроагрегате используется постоянный оперативный ток напряжением 24 В от двух стартерных батарей, которые обеспечивают питание цепей электрооборудования дизеля, начального возбуждения, приборов контроля за работой дизеля, аварийной сигнализации и защиты. Для подзаряда аккумуляторных батарей используют зарядный генератор, установленный на дизеле. Первоначальный заряд и подзаряд в период дежурного режима электроагрегата аккумуляторы получают от выпрямительного устройства.

В помещении ДЭС предусмотрены следующие виды освещения: рабочее напряжением 220 В переменного тока от основного источника электроснабжения в дежурном режиме и от генераторного напряжения в аварийных режимах, ремонтное освещение напряжением 12 В переменного тока от переносных светильников и трансформатора напряжением 220/12 В, аварийное освещение напряжением 12

В постоянного тока от аккумулятора.

На ДЭС предусматриваются требуемые по нормам заземление и молниезащита.

Здание ДЭС запроектировано в двух вариантах: каркасно панельном из сборных железобетонных изделий заводского изготовления и кирпичном.

Рассмотренный типовой проект предусматривает первую степень автоматизации ДЭС. При необходимости повысить уровень автоматизации могут быть использованы выпускаемые промышленностью комплектные устройства управления дизель-электрическими агрегатами. Если требуется, в частности, обеспечить автоматический пуск агрегата, можно установить комплектное устройство типа КУ-76, предназначенное для автоматизации дизель-электрических агрегатов по второй степени. Устройство изготавливают на напряжение 0,4 кВ для агрегатов с синхронным генератором мощностью 100, 160 и 200 кВт, имеющим статическую систему возбуждения. II

Устройство обеспечивает: автономную работу агрегата, его параллельную работу с аналогичными по характеристике агрегатами и с электрической сетью; автоматический пуск агрегата от внешнего импульса (от соответствующего устройства или при дистанционном управлении) автоматическое дистанционное и ручное управление выключателем генератора, маслопрокачивающим насосом, системой возбуждения и двигателем регулятора скорости; контроль электрических параметров генератора; нормальную остановку агрегата по сигналу от внешнего импульса; экстренную остановку по сигналу от внешнего импульса; экстренную остановку по сигналу от соответствующего устройства, аварийную остановку по сигналам от датчиков и защиты; технологическую и аварийную сигнализацию. Устройство состоит из двух шкафов: 1) управления и авто-

матики, в котором размещены аппаратура автоматики, защиты, сигнализации и, блок управления генератором; 2) ввода и распределения электроэнергии, в котором установлены рубильники, генераторный выпрямитель, трансформаторы тока и напряжения, линейные выключатели, счетчик активной энергии, аппаратура управления генераторным выключателем, аппаратура синхронизации.

При необходимости обеспечить третью степень автоматизации можно использовать выпускаемые промышленностью устройства, аналогичные рассмотренному выше.

Вопросы для повторения:

1. Назначение дизельных электростанций.
2. Устройство и основные агрегаты ДЭС.
3. Классификация ДЭС.
4. Работа электрической схемы главных соединений ДЭС.
5. Какие вы знаете виды резервных электростанций?
6. Техника безопасности при работе с резервными электростанциями?

ЛИТЕРАТУРА

Основные источники

№ п/п	Наименование	Автор (ы)	Издательство, год издания
ОИ1	Основы электро-снабжения	Фролов Ю.М	СПб.: Лань, 2012
ОИ 2	Электроснабже-ние объектов	Конюхова Е.А.	ОИЦ «Акаде-мия», 2012
ОИЗ	Методические ре-комендации сту-дентам при выполнении курсового и ди-пломного проек-тирования	Ветров И.И.	Утвержденные цикловой ко-миссией 10 марта 2015. 91 с.
ОИ 4	Электрооборудо-вание эл. станций и подстанций	Рожкова Л.Д., Карнеева Л.К., Чиркова Т.В.	М.: Академия, 2010.
ОИ 5	Курсовое и ди-пломное проекти-рование по элект-роснабжению с/х	Юндин М.А., Ко-ролев А.М	СПб.: Лань, 2011
ОИ6	Аппаратура за-щиты в электриче-ских сетях низкого напряжения	Шеховцов В.П.	М.: ИНФРА-М, 2013. 160 с.
ОИ 7	ПУЭ.	Сибирское университет-ское издатель-ство.	Новосибирск: 2008. 853 с.
ОИ 8	Правила ПТЭ и ПТБ		СПб., 2007
ОИ 9	Электротехника, электроснабжение, электротехноло-гия и электрообо-рудование строи-тельных площадок	Зайцев В.Е.	М.: Академия, 2009

ОИ10	Электроснабжение промышленных и гражданских зданий.	Сибикин Ю.Д.	М.: Академия, 2011
ОИ11	Основы электро-снабжения.	Фролов Ю.М., Шелякин В.П.	СПб.: Лань, 2012
ОИ12	Охрана труда в сельском хозяйстве	Тургиев А.К.	М.: Академия, 2013. 256 с.
ОИ13	Монтаж, техническая эксплуатация и ремонт электрического и электромеханического оборудования	Акимова Н.А.	М.: Академия, 2013. 304 с.
ОИ14	Электроснабжение: курсовое проектирование	Коробов Г.В., Картавцев В.В.	СПб.: Лань, 2011
ОИ15	Пожарная безопасность электроустановок	Собурь С.В.	М.: ПожКнига, 2013. 272с.
ОИ16	Монтаж, наладка эксплуатация и ремонт систем электроснабжения промышленных предприятий	Полуянович Н.К.	СПб.: Лань, 2012. 400 с.
ОИ17	Релейная защита и автоматика электроэнергетических систем	Киреева З.А., Цырук С.А.	М.: Академия, 2013
ОИ18	Электрооборудование с/х предприятий	Дайнеко В.А., Ковалинский А.И.	Мн.: Нов. Знание, 2008

Дополнительные источники

№ п/п	Наименование	Автор (ы)	Издательство, год издания
ДИ 1	Электроснабжение сельского хозяйства	Акимцев Ю.И., Веялис Б.С.	М.: Колос; 1994 288 с.
ДИ 2	Электроснабжение сельского хозяйства	Будзко И.А. Зуль Н.М.	М.: Агропромиздат, 1990
ДИ 3	Практикум по электроснабжению сельского хозяйства	Будзко И.А.	М.: Колос, 1982. 319 с.
ДИ 4	Курсовое и дипломное проектирование по электроснабжению сельского хозяйства	Васильев Л.И.	М.: Агропромиздат; 1988. 159 с.
ДИ 5	Курсовое и дипломное проектирование по электроснабжению сельского хозяйства	Каганов И.Л.	М.: Агропромиздат; 1990. 351с.
ДИ 6	Охрана труда	Луковников А.В., Милько П.И.	М.: Агропромиздат; 1990. 319 с.
ДИ 7	Учебник сельского электрика	Прищеп Л.Г.	М.: Колос; 1986 512 с.
ДИ 8	Практикум по электроснабжению	Харкута К.С.	М.: Агропромиздат; 1992. 233 с.
ДИ 9	Безопасность жизнедеятельности в с.-х. производстве	Шкрабак В.С., Луковников А.В., Тургиев А.К.	М.: Колос, 2004. 512 с.
ДИ 10	Расчет и проектирование схем электроснабжения	Шехавцов В.П.	М.: «Форум-Инфра-М», 2008.
ДИ 11	Общая энергетика	Быстрицкий Г.Ф.	М.: «Академия», 2005

Учебное издание

В. И. Ковалев

И. И. Ветров

Обеспечение электроснабжения сельскохозяйственных предприятий

Часть 1

Монтаж воздушных линий электропередач и трансформаторных подстанций

Учебное пособие

Редактор Павлютина И.П.

Подписано к печати 24.12.2020 г. Формат $60 \times 84 \frac{1}{16}$

Бумага печатная Усл. п. л.28.93. Тираж 25. Изд. №6812.

243365 Брянская обл., Выгоничский р-н, с. Кокино
Издательство Брянского государственного аграрного университета